



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Geológica

**Evaluación geológica de la formación basal salina en el
yacimiento Cobra - Talara**

INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo

AUTOR

Richard Elí ALFARO PÉREZ

Lima, Perú

2007



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Alfaro, R. (2007). *Evaluación geológica de la formación basal salina en el yacimiento Cobra - Talara*. Informe de Experiencia Profesional para optar el título de Ingeniero Geólogo. Escuela Académico Profesional de Ingeniería Geológica, Facultad de Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú.

EVALUACIÓN GEOLÓGICA DE LA FORMACIÓN BASAL SALINA EN EL YACIMIENTO COBRA - TALARA

CONTENIDO

- I. SUMARIO
- II. INTRODUCCIÓN
 - 1. Ubicación
 - 2. Objetivo
 - 3. Método de Trabajo
 - 4. Agradecimientos
- III. ESTRATIGRAFÍA
 - 1. Secuencia Estratigráfica Generalizada
 - 2. Estratigrafía
- IV. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL
 - 1. Provincias Geológicas
 - 2. Rasgos Estructurales Principales
 - 3. Estructura del Yacimiento Cobra
 - 4. Descripción de los Bloques
- V. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO
 - 1. Generalidades
 - 2. Hidrocarburos en la formación Basal Salina del Yacimiento Cobra
 - 3. Origen del petróleo
 - 4. Migración y entrappe
 - 5. Distribución de fluidos
- VI. GEOLOGÍA ECONÓMICA
 - 1. Historia del Yacimiento
 - 2. Evaluación del Reservorio Basal Salina
 - a. Mapa de Información
 - b. Mapa Estructural
 - c. Mapa de Arena Neta petrolífera
 - d. Mapa de Isoproducción
 - e. Propiedades Petrofísicas del Reservorio Basal Salina
 - f. Calculo Volumétrico

g. Factor de Recuperación

3. Desarrollo Adicional

4. Evaluación Económica de las Ubicaciones Propuestas

VII. CONCLUSIONES

VIII. RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ILUSTRACIONES

ILUSTRACIONES

Figuras

1. Ubicación del Área de Estudio
2. Columna Estratigráfica Generalizada
3. Registro Eléctrico típico de la formación Basal Salina
4. Rasgos Estructurales Principales
5. Mapa Estructural (Bloques Principales)
6. Geoquímica del petróleo
7. Curva Tipo de Basal Salina
8. Evaluación Económica

Mapas

1. Mapa de Contornos Convencionales
2. Mapa de Espesor
3. Mapa Estructural en el Tope de la formación Basal Salina
4. Mapa de Arena Neta Petrolífera
5. Mapa de Isoproduccion
6. Mapa de Información

Secciones

1. Sección estratigráfica 1
2. Sección estratigráfica 2
3. Sección estratigráfica 3
4. Sección estratigráfica 4
5. Sección Estructural A-A'
6. Sección Estructural B-B'
7. Sección Estructural C-C'
8. Sección Estructural D-D'
9. Sección Estructural E-E'

I. SUMARIO

El Yacimiento Cobra se encuentra situado aproximadamente a 8 kilómetros al norte de la ciudad de Talara, Departamento de Piura, el área de estudio cubre aproximadamente 2900 acres (aprox. 12 Km²).

El objetivo de este informe es la Evaluación Geológica del reservorio Basal Salina, con la finalidad de determinar la factibilidad técnico económico para continuar con el desarrollo del yacimiento.

En el área de estudio se han reconocido formaciones cuyas edades van desde el Paleoceno (formación Balcones) hasta el Pleistoceno (tablazos).

La formación Basal Salina (objetivo de este estudio) tiene un espesor promedio de 200 pies y litologicamente esta constituido de conglomerados que gradan a arenas de grano grueso a muy grueso, intercalados con delgadas capas de lutitas. Esta formación es una excelente roca reservorio y por lo tanto es una de las principales formaciones productoras de Petróleo en la Cuenca Talara.

El rumbo de las capas de la formación Basal Salina es NW-SE, con buzamiento de 20° al SW.

El Reservorio Basal Salina en el Yacimiento Cobra, esta limitado por la Falla Bellavista, Falla 13241, Falla 13209 y Falla Sur, estas fallas principales han originado un fallamiento secundario que delimita bloques mas pequeños.

Del estudio de la interpretación estructural del subsuelo, se ha podido determinar la geometría de los bloques de la formación Basal Salina. Asimismo se ha determinado dos sistemas de fallamientos; uno en dirección Noroeste-Sureste y el otro con dirección Este-Oeste aproximadamente. El tipo de fallamiento existente en la zona es de tipo normal.

El Yacimiento Cobra se desarrolló en 2 periodos. El primer periodo se inició en el año 1961 a 1988 al Este del área de estudio siendo el objetivo principal la formación Basal Salina, con resultados no muy favorables.

En Noviembre de 1996 se realiza el segundo periodo de explotación con el pozo exploratorio 13209, el cual tenía como objetivo la formación Basal Salina. Encontrándose dicha formación en un nuevo bloque a la profundidad de 9225 pies y abrió expectativas para continuar con la perforación de ubicaciones nuevas por este objetivo.

Hasta Junio del 2001, se han perforado de 10 pozos de desarrollo siendo el objetivo principal la formación Basal Salina y como objetivo secundario la formación Mogollón.

La producción acumulada de petróleo de los pozos en evaluación de la formación Basal Salina a Octubre del 2006 es de 1,801 Mbls, y sus reservas remanentes se estiman en 53.9 Mbls.

La interpretación geológica, ha permitido determinar la posibilidad de perforar 4 ubicaciones en el Yacimiento Cobra a 60 acres de espaciamiento el cual permitirá aumentar el factor de recuperación.

Se estima que se podrá obtener 1070 Mbls. de producción adicional con la perforación de 4 pozos nuevos.

II. INTRODUCCIÓN

1. Ubicación

El área de estudio se encuentra ubicado a 8 Km. al norte de la ciudad de Talara, departamento de Piura, tiene una extensión aproximada de 12 Km² y abarca las millas cuadradas: 11N-3, 11N-4, 12N-3, 12N-4 y la parte de los Km² B-2 y C-3 (fig. N° 1).

2. Objetivo

El presente estudio tiene el siguiente objetivo:

- Efectuar la evaluación geológica de la formación Basal Salina en el Yacimiento Cobra para delimitar el reservorio y conocer las características geológicas que permitan obtener producción adicional de petróleo, con la perforación de 4 nuevos pozos.

3. Método de Trabajo

Para el presente trabajo se contó mayormente con la información contenida en los archivos de pozos perforados en el área de estudio, registros eléctricos; y se ha efectuado la interpretación de la Geología del subsuelo del Yacimiento desde el punto de vista estratigráfico - estructural.

Se ha usado la información de los núcleos convencionales de los pozos cercanos al área de estudio con la finalidad de conocer los parámetros petrofísicos del reservorio.

Finalmente se ha elaborado los siguientes gráficos:

Mapa de información

Secciones estratigráficas

Secciones Estructurales

Mapa de Contornos Convencionales en el tope de la fm. Basal Salina

Mapa Estructural a líneas rectas

Mapa de Isoproduccion

Mapa de Arena Neta Petrolífera

4. Agradecimientos

Deseo expresar mi agradecimiento a la empresa Sapet Development Perú Inc. por permitirme contar con las informaciones existentes en sus archivos.

También agradezco a todas las personas que colaboraron directamente e indirectamente para la realización de este trabajo.

III. ESTRATIGRAFÍA

1. Secuencia Estratigráfica Generalizada

La secuencia estratigráfica del área de estudio corresponde a rocas sedimentarias de la cuenca Talara, las cuales se caracterizan por presentar formaciones poco variables litológicamente, constituidas por lutitas, areniscas y conglomerados de origen marino a continental.

La secuencia estratigráfica generalizada (fig. N° 2), atravesada por los pozos perforados en el yacimiento Cobra, comprende formaciones de edad Cenozoica -Terciaria (Paleoceno - Eoceno) y Cuaternaria (Pleistoceno - Reciente). El Terciario se halla representado mayormente por las Formaciones: Balcones, La Draga, Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Cerro Tanque, Palegreda, Pariñas, Chacra, Talara, Verdún. En tanto que el Cuaternario por el Tablazo Lobitos de edad Pleistocénica. Hacia el tope de la secuencia están considerados depósitos recientes de origen marino-litoral y eólico del Holoceno, los cuales cubren la mayor parte de las unidades Terciarias.

2. Estratigrafía

A continuación solamente se describirán las formaciones atravesadas por los pozos perforados en el yacimiento Cobra:

Formación Balcones

Edad: Paleoceno - Daniano

Litología: Constituido de lutitas grises oscuras, micáceas, carbonaceas, no calcáreas, intercaladas esporádicamente con delgadas capas de areniscas grises

claras, cuarzosas, de grano muy fino a finos, de regular selección, ligeramente calcáreas, micaceas, carbonaceas, duras, ocasionalmente grada a arenisca limolítica.

Potencia: El máximo espesor atravesado por los pozos perforados es de 700 pies (pozo 13264).

El microfósil característico es el Haplopragmoides Atahualpai

Esta formación es discordante con la Formación La Draga.

Formación La Draga

Edad: Eoceno Inferior

Litología: No se puede diferenciar de la formación Balcones ya que son muy parecidas litologicamente, esta formación se puede reconocer por registros eléctricos.

El tope es concordante con la formación Basal Salina.

Formación Basal Salina

Edad: Eoceno Inferior

Litología: La formación Basal Salina esta constituido principalmente de conglomerados y arenas de cuarzo, de color blanco lechoso, de grano grueso a muy grueso, subredondeados, subangulares, redondeados, de pobre selección; intercalados esporádicamente con delgadas capas de lutitas grises oscuras, duras.

Esta formación además presenta muy buena fluorescencia de hidrocarburos en los detritos o cortes de perforación y como minerales accesorios se encuentran pirita, glauconita y ocasionalmente algo de carbón.

El máximo espesor de la formación es de 210 pies, pozo 13209 (fig. N°3).

Esta formación esta considerada como un excelente reservorio productivo por sus características petrofísicas y es la que aportado el 40% de la producción total de la cuenca Talara.

La formación Basal Salina, presenta microfósiles típicos de la formación Balcones, estas especies encontradas son consideradas como microfósiles retrabajados, ya que los estudios por microflora (polen y esporas) determinan que esta formación pertenece al Eoceno Inferior.

El tope es concordante con la Formación San Cristóbal.

Formación San Cristóbal

Edad: Eoceno Inferior

Litología: Constituido principalmente de una potente secuencia de lutitas grises oscuras, grises marronaceas y grises verdosas, duras a moderadamente firmes, no calcáreas, moderadamente micaceas, carbonaceas, ocasionalmente gradando a limolitas, hacia la base dichas lutitas están impregnados con abundante glauconitas; intercalados con delgados niveles de areniscas blancas, grises claras, de grano medio a fino, subangulares a subredondeados, regularmente seleccionadas, ligeramente calcáreas, moderadamente duras a poco friables.

Potencia: Presenta un espesor máximo de 1900 pies (pozo 13243).

El tope de la fm. San Cristóbal es concordante con la fm. Mogollón.

Formación Mogollón

Edad: Eoceno Inferior

Litología: Predominante esta constituida por arenisca blanca, blanca verdosa, cuarzosas, de grano medio a grueso, en parte conglomeradico, subangulares a subredondeados, de regular a pobre selección, estas areniscas tienen algunas veces matriz arcillosa y cemento calcáreo, moderadamente duro a friables.

Los cuerpos arenosos están intercalados por delgadas y aisladas capas de lutitas rojizas y grises verdosas, ocasionalmente micromicáceas, dichas lutitas son blandas, no calcáreas.

Las lutitas tienen espesores de 5 hasta un máximo de 40 pies y se intercalan con cuerpos arenosos de 50, 80 y más de 100 pies de espesor.

El Mogollón Inferior se diferencia del Mogollón Superior por la presencia de fragmentos de conchas impregnados en las areniscas.

Potencia: El espesor máximo encontrado en las formaciones Mogollón Superior, Medio e Inferior es de 860 pies (pozo 13242), 180 pies (pozo 13269) y 1100 pies (pozo 13269) respectivamente.

Los registros eléctricos permiten dividir a la formación Mogollón en los miembros: Chorro Superior, Chorro Inferior, Fuente, Mogollón Medio y Mogollón Inferior.

El tope es concordante con la formación Cerro Tanque.

Formación Cerro Tanque

Edad: Eoceno Inferior

Litología: Constituido de areniscas blancas grisáceas, ocasionalmente grises verdosas, de grano fino, subangulares a subredondeados de regular selección, no calcáreas, moderadamente duras, intercaladas con lutitas grises claras y oscuras, sublaminares, no calcáreas firmes.

Potencia: Presenta un espesor máximo de 200 pies.

El tope de esta formación es concordante con la formación Palegreda.

Formación Palegreda

Edad: Eoceno Inferior

Litología: Predominantemente constituidas de lutitas grises oscuras, firmes, intercaladas con delgadas capas de carbón y con delgados y aislados paquetes de areniscas grises, cuarzosas, finas, algunas veces friable, cuya matriz es arcillosa, hacia el Sur de la cuenca Talara dichas areniscas son verdosas. La parte inferior es netamente lutacea con abundante impregnaciones de glauconita.

Potencia: El espesor máximo encontrado es de 2100 pies (pozo 13242).

Su fósil típico es la Valvulineria Palegredensis.

El tope del Palegreda es discordante con la formación Pariñas.

Formación Pariñas

Edad: Eoceno Inferior

Litología: Esta constituido por areniscas de cuarzosa, blancas, de grano fino a medio, limpias, bastante friables, intercalados con delgadas capas de lutitas grises, marrones y verdes, firmes, no calcáreas.

Esta formación se caracteriza porque presenta pirita cubita en toda la formación.

Potencia: Esta formación se encuentra parcialmente fallada en toda el área de estudio. El espesor máximo encontrado es de 800 pies (pozos 1984 y 13281).

La formación Pariñas es concordante a la formación Chacra.

Formación Chacra

Edad: Eoceno Inferior

Litología: Conformado de lutitas gris acerada, micaceas, carbonaceas, no calcáreas, moderada firmes a suaves, intercaladas con dolomitas marrones, duras.

Potencia: Esta formación presenta variaciones laterales, el máximo espesor se encontró al Oeste del área de estudio con 1400 pies (pozo 13264).

Su fósil característico es la Virgulina Restinensis.

El tope de esta formación es discordante con la formación Talara (Miembro Terebrátula).

Formación Talara

Edad: Eoceno Medio - Superior

Esta formación esta dividido en cuatro miembros: Monte, Helico, Lobitos y Terebrátula.

Miembro Terebrátula: Conformado mayormente por conglomerados y arenas de grano medio a grueso, subangulares a subredondeadas intercalados con areniscas blancas, blancas grisáceas, cuarzosas, de granos medios a finos, subangulares a subredondeados, cemento calcáreo, matriz arcillosa, de regular selección, friables.

Miembro Lobitos: Predominantemente esta constituido de lutitas marrones oscuras, sublaminares, moderadamente suaves a firmes, muy calcáreas, microcarbonosas.

Miembro Helico: Constituido de areniscas de cuarzos, grises ligeramente verdosas, de grano fino a ocasionalmente grano medio, subangulares a subredondeados, de regular selección, no calcáreas, glauconíticas en parte, poco friables a moderadamente duras, intercaladas con delgadas capas de lutitas como las descritas anteriormente.

Miembro Monte: Litológicamente consiste de lutitas grises, marrones grisáceas, suaves, no calcáreas, sublaminares

Potencia: El espesor máximo encontrado en los pozos perforados es de 5000 pies (pozo 13262).

El microfósil típico de la formación Talara es la Trochamina Samanica.

El tope de la formación Talara es discordante con la fm. Verdún.

Formación Verdún

Edad: Eoceno Superior

Litología: Constituido principalmente de arenas de cuarzos, semilechosas, lechosas, de granos gruesos a muy gruesos, angulares, subangulares, de regular a pobre selección, limpias, intercalados con delgadas capas de lutitas grises verdosas, sublaminares no calcáreas, moderadamente firmes.

Potencia: El máximo espesor registrado en esta formación es de 1500 pies (pozo 4709).

La *Lepidocyclina* Peruviana es su microfósil característico

El tope está cubierto en gran parte por sedimentos recientes (eólico), pero en la parte norte del área de estudio está en discordancia con el Tablazo Lobitos.

IV. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

1. Marco Regional

En el Noroeste del Perú se reconocen 3 elementos geotectónicos o Provincias Geológicas con características peculiares que lo individualizan. De Este a Oeste, estos elementos geotectónicos son:

- A. **La Depresión Parandina**, es una cuenca sedimentaria inscrita entre la Cordillera de los Andes y los Macizos Occidentales. Constituye el Sinclinatorio de Lancones, formados por rocas cretácicas.

- B. **Los Macizos Occidentales o Cordillera de la Costa**, son una sucesión discontinua de bloques levantados de rocas paleozoicas e intrusivos graníticos. En el N.O. del Perú, de Norte a Sur incluyen: A las Montañas Amotape, La Brea, La Silla de Paita-Aspererías, Illescas y más al Sur, las Islas Lobo de Tierra y Lobos de Afuera.

- C. **El Zócalo de la Costa**, es un tipo de plataforma costanera, formado por una secuencia de más de 20,000 pies de sedimentos del Cretáceo y Terciario, que descansan sobre discordancia angular sobre un basamento Paleozoico.

En esta Provincia Geológica están asentados los campos petrolíferos del Noroeste del Perú, siendo la más importante y la mas estudiada.

2. Rasgos Estructurales Principales

El rasgo estructural más sobresaliente lo constituye el intenso fallamiento normal en bloques. La posición estructural de los sedimentos en el Noroeste del Perú, esta caracterizada por áreas Altas o Levantamientos así como también áreas Bajas o Hundimientos (fig. N° 4), todos con un eje principal alargado en dirección Este-oeste.

De Norte a Sur se reconocen las siguientes las siguientes estructuras altas o levantamientos principales:

- El Alto del Alto
- El Levantamiento de Lobitos
- El Levantamiento de La Brea – Negritos
- El Alto de Portachuelo

Las áreas bajas o Hundimientos son las siguientes:

- La Artesa de Siches, esta ubicada entre el Levantamiento Lobitos y el Alto del Alto.
- El Graben Río Bravo, se encuentra entre el Levantamiento Lobitos y el Levantamiento La Brea – Negritos.
- La Artesa Lagunitos, situado entre el Levantamiento La Brea – Negritos y el Alto de Portachuelo.

Estas estructuras son fácilmente reconocibles tanto en la geología de superficie como en el subsuelo.

3. Estructura del Yacimiento Cobra

El Yacimiento Cobra, se encuentra ubicado en el graben Río Bravo, el área de estudio presenta fallas normales que presentan diferentes saltos verticales. Para visualizar la configuración estructural del yacimiento Cobra, se han tenido que elaborar:

Secciones Estratigráficas

Las secciones estratigráficas se hacen con la finalidad de determinar la correlación de estratos, presencia de fallas o adelgazamiento en las formaciones. Para la elaboración de dichas secciones se utilizan los registros eléctricos de los pozos perforados y se comparan pozo a pozo todas las formaciones presentes de los registros eléctricos.

En el presente informe solo se presenta las correlaciones estratigráficas 1, 2, 3 y 4 de la formación Basal Salina por ser el objetivo de este estudio.

Para la correlación de la formación Basal Salina se tomó como referencia un marcador el cual se puede identificar fácilmente en toda la cuenca Talara, este marcador esta presente en todos los registros eléctricos y pertenece al miembro Negritos de la formación San Cristóbal. Dicho marcador se encuentra aproximadamente 100 pies por encima del tope de la formación Basal Salina.

En dichas secciones se puede observar que existe muy buena correlación de pozo a pozo de estos cuerpos arenosos y se ha podido correlacionar tres cuerpos arenosos que pueden ser identificados fácilmente en todo el yacimiento.

El cuerpo superior e inferior varía de espesor y presenta variaciones laterales. El cuerpo intermedio es constante en todo el yacimiento. Los pozos 13209, 13218, 13243 y 13269 son los que tienen mayores desarrollos arenosos.

Mapa de Contornos Convencionales

Previamente a dichas secciones se ha tenido que elaborar un mapa de contornos convencionales en el tope de la formación Basal Salina (Mapa N° 1), utilizando las profundidades de cada pozo con respecto al nivel del mar. Después se interpoló dichas profundidades, utilizando el método de los 3 puntos, obteniéndose curvas contorneadas en base a esta interpolación. Se determinó para el tope (del Basal Salina) un rumbo NW-SE y un buzamiento de 20° SW, también se puede inferir la existencias de fallas principales en el yacimiento con este mapa y es donde los contornos se inflexionan o donde se aprietan.

Mapa Isopaco

Con la finalidad de determinar en el yacimiento los mayores espesores de arena (Mapa N° 2), se preparo dicho mapa a escala regional para poder observar las ubicaciones de espesores de arena. Se puede apreciar que los mejores espesores de arena están en la parte superior izquierda del Lote VI y dichos contornos tienen una dirección NW-SE.

Secciones Estructurales

Para la elaboración del mapa estructural se han elaborado secciones estructurales con direcciones N-S y E-W así como también secciones auxiliares para poder reconstruir la estructura actual del área de estudio. Para la preparación de dichas secciones se ha

utilizado la información de los registros eléctricos, litológicos y paleontológicos. La escala utilizada ha sido 1:10000. En el presente informe se adjunta solo las secciones estructurales principales (A-A', B-B', C-C', D-D' y E-E').

Mapa Estructural a Líneas Rectas

Este mapa estructural a líneas rectas ha sido elaborado en el tope de la formación Basal Salina, el cual determina la geometría del reservorio y el control de las fallas que afectan a dicho reservorio (Mapa N° 3).

Este mapa se elabora en base a las secciones estructurales y estratigráficas que atraviesan el yacimiento en diferentes direcciones. En este trabajo se presentan las secciones más importantes.

La elaboración de este mapa debe ser cuidadosa y minuciosa por lo que éste mapa es de mucha importancia ya que se determinará los bloques estructurales favorables para la perforación de nuevos pozos.

El mapa estructural a líneas rectas, levantado en el tope de la formación Basal Salina del yacimiento Cobra, muestra que este yacimiento es un bloque monoclinal de rumbo NW-SE dislocado por fallas normales la cual constituyen bloques estructurales y que esta delimitado principalmente por el norte con la falla "13241", al sur con la falla "Sur", al este con la falla "13209" y hacia el oeste con el sistema de fallas "Bellavista".

El bloque principal esta subdividido por las fallas "13252", "13269", "13242" y "13244", el cual ha generado bloques independientes, ya que las arenas del Basal Salina

no están comunicados entre si (fallas sellos). Los sub bloques están divididos a su vez por otras fallas menores, las cuales actúan en algunos casos como barrera de permeabilidad.

El control estructural de las fallas principales es el siguiente:

Fallas	Separación Vertical	Rumbo	Buzamiento	Pozos de Control
Bellavista	1800'	NW-SE	60° SW	13244, 13241, 13209
13209	1000'	N-S	45° SE	13209,13242,
13241	650'	SE-NW	50° SW	13241,13247, 13269
Sur	1000'	E-W	45° N	6040

4. Descripción de los Bloques Estructurales

En el mapa estructural a líneas rectas se han determinado 5 bloques estructurales principales (fig. N° 5), los cuales han sido delimitados teniendo en cuenta el control de las fallas mayores como: Falla “13241”, falla “13209”, falla “Sur” y falla “Bellavista”.

A continuación se procede a describir cada uno de los bloques:

Bloque A

Esta ubicado en la parte Este del yacimiento y sus límites son: Falla 13241, Falla 13269, Falla 13242 y la falla 13209.

Los pozos que se encuentran en este bloque estructural son los siguientes:

Pozos 13209, 13218, 13242 y 13269 son productores de la formación Basal Salina; los cuales tuvieron como producción inicial 316, 1072, 226 y 117 barriles de petróleo/día respectivamente.

El pozo 4460 fue productor de la formación Pariñas y tuvo un acumulado de 226,204 bls. de petróleo, actualmente se encuentra cerrado. Los pozos 4497 y 4498, su objetivo fue desarrollar la formación Pariñas, la cual fue encontrada parcialmente fallada y se les tuvo que abandonar sin completar.

El pozo 4829 su objetivo fue Mogollón–Pariñas, pero produjo solo de Pariñas, actualmente este pozo esta cerrado y ha acumulado 6534 bls. de petróleo.

En este bloque estructural, no se han determinado los niveles de contactos Gas-Petróleo-Agua.

Se recomienda desarrollar el bloque con la perforación de un pozo (pozo A) al Sur del pozo 13243 por el objetivo único Basal Salina a 60 acres de espaciamiento.

Bloque B

Se encuentra ubicado en la parte Oeste del yacimiento y esta limitado por la Falla Bellavista, Falla 13244, Falla 13252 y la Falla Sur.

Los pozos 13252 y 13262 producen de la formación Basal Salina y tuvieron producciones iniciales de 525 y 147 bls. de petróleo/día respectivamente.

El pozo 13264 no encontró la formación Basal Salina y se completo hasta la Formación Mogollón produciendo de esta formación. El pozo 13246 fue abandonado por problemas mecánicos.

Los pozos 3957, 4543, 4564, 5015 tuvieron como objetivos la formación Pariñas, los dos primeros pozos fueron productores y los otros dos últimos fueron abandonados por encontrarseles fallados.

En este bloque no se ha determinado el contacto Petróleo-Agua.

Se recomienda perforar en este bloque los pozos “B” y “C” por el único objetivo la formación Basal Salina a 60 acres de espaciamiento del pozo 13252.

Bloque C

Se encuentra al Noroeste del Yacimiento; sus límites son Falla Bellavista, Falla 13241, Falla 13244. En este bloque se encuentra el pozo 13244 que es productor de Basal Salina.

Los niveles de fluidos no han sido determinados en este bloque.

Por ser pequeño el bloque no se recomienda perforar.

Bloque D

Se encuentra ubicado entre las fallas “13269”, “13252” y “13244”. Los pozos 5236 y 3978 tuvieron como objetivo desarrollar la formación Pariñas, ambos pozos fueron

abandonados; el primero por no encontrarse dicha formación y el otro por presentar una resistividad muy baja en el registro eléctrico.

El pozo 12305 es productor de la formación Mogollón, el pozo 13268 tuvo como objetivo desarrollar la formación Basal Salina, pero no se encontró dicha formación y tuvo que abandonarse.

No se recomienda perforar en este bloque por el alto riesgo estructural.

Bloque E

Se encuentre al Sureste del Yacimiento y tiene como límites la falla 13242, falla 13209 y la falla Sur. Dos son los pozos que se encuentran en este bloque estructural; el pozo 3520 y el pozo 6317 ambos pozos fueron objetivos por la formación Pariñas y tuvieron que ser abandonados por encontrarse saturados de agua.

Se recomienda perforar el pozo “D”, por el objetivo único, la formación Basal Salina.

V. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

1. Generalidades

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, presentes en la naturaleza en estado líquido (oil), gaseoso (gas natural), sólido (asfalto) y de otros compuestos que contienen cantidades importantes de N (nitrógeno), S (azufre) y O (oxígeno) en menor proporción.

Existen varias teorías sobre la formación del petróleo. Sin embargo la mas aceptada es la teoría orgánica que supone que se origino por la descomposición de restos orgánicos (fitoplancton, zooplancton, etc.) acumuladas en un ambiente acuático, marino o lacustre.

La materia orgánica pasa por las siguientes etapas de transformación (fig. N° 6):

a. Diagénesis

Esta etapa abarca desde la sedimentación de la materia orgánica, a temperatura ambiental hasta los 60 °C y en ella se producen las primeras transformaciones, que consiste esencialmente en la eliminación de los productos solubles. La materia orgánica empieza a concentrarse y forman un compuesto sin estructura definida llamada Kerogeno (fase inmadura), a veces el Kerogeno esta asociada a partículas de bitumen.

A medida que la materia orgánica logra entrar en condiciones fangosas se produce un aislamiento del oxígeno y tienen lugar las bacterias anaeróbicas que toman el oxígeno y modifican la estructura de la materia orgánica concentrando en Hidrogeno y Carbono.

En esta etapa la presión y temperatura no son tan importantes.

b. Catagénesis

Se logra a mayor profundidad, por lo tanto a mayor presión y temperatura; a partir de los 60 °C, y hasta los 150 °C el Kerogeno se transforma en Hidrocarburo (fase de Maduración), se libera una fracción soluble (bitumen) que puede migrar y acumularse.

Esta etapa es la principal zona de generación de hidrocarburos y a medida que aumenta la temperatura, va generando compuestos mas livianos (petróleo liviano mas gas húmedo).

c. Metagénesis

A partir de los 150 °C y hasta los 200 °C, comienza la destrucción de los hidrocarburos al continuar la destilación. El kerogeno produce cantidades cada vez menores de gas, los hidrocarburos existentes se van transformado en metano y por ultimo toda la fracción orgánica (Kerogeno) se convierte en grafito.

El Kerogeno es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, el kerógeno empieza hacer inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico. La generación de petróleo es pues una consecuencia natural del ajuste del kerógeno a condiciones de incremento de temperatura y presión.

Una vez formados los hidrocarburos, estos tienen que migrar (migración primaria y secundaria) desde la roca madre a través de formaciones porosas, permeables y/o fallas,

hasta los lugares de acumulación (almacenes o roca reservorio) y posteriormente hasta aquellos lugares donde quedan atrapados (trampas).

Finalmente el último requisito en la prospección de hidrocarburos es la existencia de trampas. Una trampa representa la localización de un obstáculo en el subsuelo que impide la migración del petróleo a la superficie y origina por tanto acumulaciones locales de petróleo. Se han clasificado las trampas en:

- Estructurales: originadas por procesos tectónicos, diápiricos, gravitacionales y procesos de compactación.
- Estratigráficas: aquellas que tienen que ver con la geometría sedimentaria.
- Mixtas: combinación de ambas (estructurales y estratigráficas)

2. Hidrocarburos en la Formación Basal del yacimiento Cobra

Los estudios geoquímicos realizados hasta la fecha en la Cuenca Talara han sido significativos, por que no se ha podido determinar con certeza el origen de la roca madre, generación y migración de los hidrocarburos; muchos informes y publicaciones tienen interpretaciones especulativas.

En el presente estudio, solamente se dará una explicación general sobre el origen, migración y entrapamiento del petróleo que se encuentra en la formación Basal Salina del Yacimiento Cobra.

3. Origen del petróleo, Migración y Entrampamiento

El origen del petróleo en el reservorio Basal Salina del yacimiento Cobra, según los estudios geoquímicos realizados en la Cuenca Talara por la CIA. LCV en 1998 sobre muestras de roca (cores), revelan que las calizas de la formación Muerto (Cretáceo

Inferior) y las lutitas marinas de la formación Redondo (Cretáceo Superior) son las rocas madres con mas probabilidades de generar hidrocarburos.

No se descartan sin embargo un posible origen en la formación Balcones (Paleoceno) y el Miembro Negritos de la formación San Cristóbal (Eoceno Inferior), ya son ricas en materia orgánica.

Los fluidos generados por la roca madre, habrían migrado hacia las partes más altas de la cuenca, debido al diferencial de presión generado por la compactación de los sedimentos.

La migración en el Yacimiento Cobra fue anterior al fallamiento, originando en algunos casos en los bloques levantados presencia de agua y en los bloques hundidos petróleo o gas.

El entrapamiento en el área de estudio es de tipo estructural, las fallas actúan como sellos creando bloques estructurales independientes.

3. Distribución de Fluidos

La distribución de fluidos se manifiesta de acuerdo a la densidad de los mismos. Inicialmente ha existido un acomodo de los niveles agua - petróleo – gas en el reservorio y después del fallamiento, los bloques se desplazaron a diferentes profundidades con sus propios niveles de fluidos.

En el reservorio del Basal Salina, no se ha determinado el contacto petróleo – agua, gas – petróleo, sin embargo se estima que cada bloque estructural es independiente uno del otro y tiene su propio nivel de fluidos.

VI. GEOLOGÍA ECONÓMICA

1. Historia del Yacimiento

La explotación del reservorio Basal Salina se inicia en el año 1961 al Este del Área de estudio con la perforación del pozo exploratorio 4775, encontrándose dicha formación a la profundidad de 8400'. Después de completar este pozo probó producción de petróleo en Basal Salina con alto corte de agua (18X141X24 hrs.) se decidió abandonar el pozo.

Posteriormente al año siguiente se continuo con la perforación de 4 pozos hasta Basal Salina (4875, 5136, 5152 y 5229) hacia el NW del primer pozo (4775), los cuales fueron perforados entre los años 1962 – 1965, tres pozos (5136, 5229 y 4875) fueron productores de Basal Salina y tuvieron acumulados de 194 Mbbls, 152 Mbbls y 142 Mbbls respectivamente. El pozo 5152 se abandono por alta producción de GOR.

En 1984 se perfora el pozo 6548 el cual probó buena producción de petróleo de la formación Basal Salina (RPI: 458X1X24 hrs.) a la fecha tiene un acumulado de 157 Mbbls de petróleo. Los resultados hasta ese entonces eran muy buenos, por lo que deciden continuar con el desarrollo del área perforándose 3 pozos (6752, 7473 y 6070)

El pozo 6752 obtuvo un acumulado de 90 Mbbls. de petróleo. El pozo 7473 encontró la formación Basal Salina y después de completar se fracturo y en pruebas de producción no produjo petróleo, se tomo presión de fondo y su gradiente fue baja y se abandono. El pozo 6070 (fue perforado al sur del pozo 4775) encontrándose la formación Basal Salina a la profundidad de 8780' y después de completarse, se baleó, encontrando solo agua

por lo que se decide abandonar el pozo. Los malos resultados obtenidos en los dos últimos pozos fueron los motivos para no desarrollar más el área por dicha formación.

En Noviembre de 1996 se realiza el segundo periodo de explotación (CIA SAPET) con el pozo de exploración 13209, en la parte Oeste del Yacimiento Cobra. La formación Basal Salina fue encontrada a 9225' con buenas características de reservorio en las curvas de SP y Resistividad (registro eléctrico). Los cutting también mostraron buena fluorescencia de hidrocarburos. En las pruebas de producción este pozo tuvo un RPI: 220x0xSurg.

Con la perforación de este pozo, se encontró un nuevo bloque de Basal Salina más hundido que los anteriormente desarrollados. Posteriormente se continuó con el desarrollo del Basal Salina en esta zona perforando un total de 10 pozos con una profundidad promedio de 10000'.

De los 10 pozos perforados por la formación Basal Salina, 3 no tuvieron los resultados esperados. Los pozos 13264 y 13268 tuvieron que ser abandonados por encontrárseles fallado y el pozo 13269H se le encontró con baja energía.

Teniendo en cuenta estos resultados, el éxito de la perforación por la formación Basal Salina ha sido de 70 %, debido a que 7 fueron exitosos.

2. Evaluación del Reservorio Basal Salina

Para poder determinar las reservas del Reservorio Basal Salina se necesitó la siguiente información:

a. Mapa de Información

El mapa de información reúne el dato necesario e indispensable de cada pozo (Mapa N° 6).

Los datos más importantes que contiene este mapa son:

- Profundidad final de perforación
- Fecha de completación que generalmente es después de la formación.
- Régimen de Producción Inicial (RPI), que es la producción diaria de petróleo.
- También se anota la cantidad de agua en barriles, la relación gas-petróleo (GOR), tipo de producción (surgente o unidad de bombeo) y formación productiva.
- Retrabajos efectuados (RPR), tipo de retrabajo efectuado y producción después del retrabajo.
- Producción Acumulada del pozo a la fecha; es mejor si se coloca la producción por reservorios, en el caso que el pozo produzca de dos o más reservorios.
- Estado Actual del pozo; si es productor o esta cerrado a la fecha.

Con todos estos datos, prácticamente se consigna la historia completa de cada pozo en el mapa, desde que se comenzó a perforar hasta su última producción. Esto ayudará a facilitar la evaluación del Yacimiento con el fin de proponer nuevas ubicaciones.

b. Mapa Estructural

Este mapa estructural a líneas rectas en el tope de la formación Basal Salina determina la geometría del reservorio y controla las fallas que afectan a dicho reservorio.

La elaboración de este mapa debe ser cuidadosa y minuciosa por lo que éste mapa es de mucha importancia. En base a este mapa se limitara la distribución de arena neta petrolífera y se determinara los bloques estructurales favorables para la perforación de nuevos pozos (Mapa N° 3).

c. Mapa de Arena Neta Petrolífera

Se elabora el mapa de Arena Neta Petrolífera (Mapa N° 4) con la finalidad de calcular el volumen total de dichas arenas (en acres-pie), para luego efectuar el cálculo volumétrico de reservas de petróleo in situ y en superficie.

El método que he utilizado para el conteo de arena neta, ha sido utilizando las curvas de Gamma Ray, Potencial espontáneo y Resistividad de los registros eléctricos, el cual consiste en eliminar las intercalaciones de lutitas de toda la formación Basal Salina.

Para la delinear la distribución de la arena neta, se ha utilizado el Mapa Estructural (del Basal Salina) y las diversas secciones estructurales elaboradas en el área de estudio.

d. Mapa de Isoproducción

Este mapa se prepara en base a la producción acumulada por cada pozo productor del Reservorio Basal Salina (mapa N° 5). El contorno de las curvas de producción se hizo por bloques ya que están separados por fallas sellos y según estos contornos, nos muestra una tendencia de producción N-S. Además las

producciones altas de los pozos 13218 y 13243, se debería a que tienen mejor permeabilidad comparados con los otros pozos.

e. **Parámetros Petrofísicos del Reservorio Basal Salina**

En el área de estudio, no se han efectuado análisis petrofísicos en la formación Basal Salina, debido a que no cuenta con núcleos convencionales (cores), ni de pared (side wall core). Los siguientes valores petrofísicos usados han sido extrapolados de pozos vecinos.

Porosidad (ϕ)

La formación Basal Salina tiene una porosidad intergranular promedio de 10% a 18%, con un promedio de 15%.

La porosidad secundaria, fracturas y microfracturas naturales habrían contribuido significativamente en la porosidad total, haciendo de la formación Basal Salina una roca reservorio de buenas características Petrofísicas

Permeabilidad (k_o)

El rango de variación promedio para la formación Basal Salina es de 2 md a 20 md.

La permeabilidad de la formación Basal Salina se ha obtenido de las pruebas de presión realizado al pozo 13243, se estimó una permeabilidad de 2.3 md.

Saturación de Agua (S_w)

La saturación de agua tomada de datos de pozos vecinos está en un rango de 40% a 60%.

Propiedades Termodinámicas

Se han estimado mediante pruebas de laboratorio del crudo y gas de la formación Basal Salina del yacimiento Cobra, teniendo como resultado los siguientes valores:

Factor de volumen de formación (Bo): 1.5 bls/stb

Temperatura (°F): 170°

API (60° F): 38.93°

f. Calculo Volumétrico

Para calcular o determinar el volumen total de petróleo de la formación Basal Salina se ha aplicado el método volumétrico. Este método consiste en calcular las áreas (en acres) de los contornos del mapa de arena neta con ayuda del planímetro o algún software de computación (Autocad, Autocad Land, Petrel, etc.) para después determinar el volumen (tabla 1) utilizando las siguientes ecuaciones:

$$(1) \quad V = h (A_1 + A_2) / 2 \quad \text{método trapezoidal}$$

$$(2) \quad V = h (A_1 + A_2 + (A_1 \times A_2)^{1/2}) / 3 \quad \text{método piramidal}$$

Donde:

V = Volumen del yacimiento

A₁ = Área de la curva superior (acres)

A₂ = Área de la curva inferior (acres)

h = Intervalo de las curvas de nivel (pies)

Para saber que ecuación usamos tenemos que determinar la razón de áreas (R):

$$R = A1 / A2$$

Si $R > 0.5$ se utiliza la ecuación trapezoidal

Si $R < 0.5$ se utiliza la ecuación piramidal.

Conociendo el volumen (en acres-pie) y los parámetros petrofísicos del reservorio podemos determinar la reserva total del yacimiento (tabla 2) utilizando la siguiente ecuación:

$$N_i = 7758 \times V \times \emptyset \times (1-S_w)$$

Donde:

N_i = Volumen de Petróleo insitu

7758 = Factor de conversión de volumen

V = Volumen (acre-pie)

\emptyset = Porosidad

S_w = Saturación de agua

En el yacimiento Cobra se determinó las reservas del petróleo original insitu del reservorio Basal Salina (tabla 2) para los bloques A, B y C; usando los siguientes parámetros:

Porosidad: 15%

Saturación de Agua: 40%

El petróleo Insitu (Mbls) para cada bloque productor es el siguiente:

Bloque A	Bloque B	Bloque C
39,020	24,110	1,086

Este Volumen de petróleo insitu calculado, para nuestro estudio debe estar dado en condiciones de superficie (tabla 2)) el cual esta determinado por la siguiente formula:

$$N_s = N_i / B_o$$

Donde:

N_s = Reservas a condiciones de superficie

N_i = Volumen de petróleo Insitu

B_o = 1.5 (Factor de volumen de formación)

El petróleo Insitu (Mbls) en condiciones de superficie es el siguiente:

Bloque A	Bloque B	Bloque C
26,013	16,074	724

g. Factor de Recuperación

El factor de Recuperación (Fr) esta dado por la siguiente ecuación:

$$Fr = *P / N_s$$

donde:

*P= Producción Acumulada o recuperación final

Ns= Petróleo Insitu en condiciones de superficie

El Factor de Recuperación Actual es el siguiente (tabla 2):

Bloque A	Bloque B	Bloque C
5.4 %	2.0 %	7.5 %

Utilizando las curvas de producción de cada uno de los pozos, se estimó su recuperación final para cada pozo determinándose Factor de Recuperación Final

Bloque A	Bloque B	Bloque C
5.6 %	2.0 %	7.5 %

La producción acumulada a la fecha (Octubre de 2006) es de 1,801 Mbls por la Fm. Basal Salina. Como se puede observar el factor de recuperación final en los bloques A y B son relativamente bajo, por lo que es factible proceder a programas de desarrollos adicionales (perforación de pozos), con la finalidad de incrementar el factor de recuperación en dichos bloques.

3. Programa de Desarrollo

Uno de los principales objetivos de este informe es la evaluación geológica del reservorio Basal Salina con la finalidad de recomendar la perforación de pozos nuevos, lo que permitirá mejorar la recuperación de reservas de petróleo.

Las principales razones para la perforación de pozos nuevos en el Yacimiento Cobra son:

- El éxito económico alcanzado por los anteriores proyectos de perforación.
- El bajo factor de recuperación del bloque “B”.
- Las altas tasas iniciales de producción de los pozos, que permiten un rápido retorno de la inversión.

Para calcular la cantidad de barriles de petróleo que podría obtenerse con la perforación de los pozos nuevos, se usó las siguientes formulas antes mencionadas:

$$N_s = 7758 \times V \times \phi \times (1-S_w) / (B_o)$$

$$*P = FR \times N_s$$

Empleando los mismos parámetros de porosidad, saturación de agua, área de drenaje de 60 acres y un factor de recuperación del 8% se obtuvo el siguiente resultado:

Ubicación de Pozos	N _s (Mbls)	*P (Mbls)
A	4468	350
B	3630	290
C	3630	200
D	4189	230

La producción final (*P) de las ubicaciones B y C, se les está considerando un factor de éxito (estratigráfico – estructural) de 70%.

Se ha determinado que es posible continuar con el desarrollo del reservorio Basal Salina mediante la perforación en los siguientes bloques:

Bloque A:

Dicho bloque tiene una extensión de 398 acres. El pozo a desarrollar esta ubicado a 60 acres al Sur del pozo 13243. Este pozo “A” debe perforarse hasta la profundidad de 10,250 pies que de resultar exitoso permitirá continuar con el desarrollo del pozo “D” ubicado en el bloque E.

Las reservas probadas a desarrollar serian del orden de 350 Mbbls, el cual incrementaría el factor de recuperación de 5.6 a 7% en dicho bloque

Bloque B:

Este bloque tiene una extensión de 339 acres. Las zonas a explotar están ubicadas al sur del bloque, donde a fin de tener un mejor control geológico y verificar el comportamiento productivo de la fm. Basal Salina en el bloque, se debe perforar inicialmente la ubicación “B” a 60 acres al sur del pozo 13252, hasta la profundidad de 10,200 pies, que de resultar exitoso permitiría continuar el desarrollo del bloque con la perforación de la ubicación “C” hasta la profundidad de 10,500 pies.

Las reservas probadas a desarrollar en forma inicial serian del orden de 290 Mbbls de cuyo éxito se confirmaría la existencia de hasta 490 Mbbls de petróleo (reservas probada y probable).

De efectuarse dicho desarrollo en este bloque B, el factor de recuperación se estaría incrementando de 2% a 5%

Bloque E:

Este bloque tiene una extensión de 127.06 acres. Se recomienda perforar la ubicación “D” hasta la profundidad de 10,500 pies con el fin de tener un mejor control estructural y que de ser exitoso se confirmaría la existencia de hasta 230 MBls.

4. Evaluación Económica de la Ubicaciones Propuestas

Para determinar la Evaluación Económica de las nuevas ubicaciones, a la producción final calculada (*P) se le debe declinar con respecto a una Curva de Producción Típico de Basal Salina (fig. N° 7), con la finalidad de determinar su producción inicial (RPI), anual y tiempo de producción, para luego hacer su corrida económica utilizando el software de Evaluación de Proyectos Petroleros.

Los cálculos económicos efectuados por el Departamento de Ingeniería de Petróleo, consideran que el valor de perforación y completación por cada pie perforado equivale a US\$ 120.00.

La información usada para este proyecto es (fig. N° 8):

Precio del Petróleo US\$/bl	50
Inversión (MU\$)	4974
Gastos Operativos (US\$)	5
Regalías (%)	30

El resultado correspondiente es el siguiente:

Reservas (Mbls)	1070
VAN (15%) (MUS \$)	14223
TIR (%)	>100
IVA	2.86

Además se hizo un Análisis de Sensibilidad a las reservas y precio de crudo con la finalidad de determinar hasta que valores es rentable dicho proyecto. El proyecto seguirá siendo rentable aun en las condiciones siguientes:

Parámetros de Variación	Cantidad Base	Cantidad Permisible
Reservas (Mbls)	1070	250
Precio del Crudo U.S.\$	50.0	18

VII. CONCLUSIONES

1. En el Yacimiento Cobra tiene como reservorios productivos la formación Basal Salina y Mogollón, los que están limitados por fallas geológicas de tipo normal.
2. En el área estudio se han perforado 10 pozos (todos ellos por Basal Salina como objetivo primario) entre 1997 y 2002, siendo exitoso en un 70%.
3. El área de estudio esta constituido por dos bloques estructurales principales que tienen un rumbo NW-SE y buzamiento de 20° SW. Estos bloques están dislocados por fallas normales.
4. La profundidad promedio de los pozos perforados en el área es de 10,000 pies y el espaciamiento empleado para explotar el reservorio de Basal Salina es de 60 acres.
5. Se han encontrado mejores recuperaciones en la parte noreste del área de estudio (bloque A) debido a que en esta zona se encontraron mejores espesores de arena neta petrolífera y mejor calidad de reservorio.
6. El análisis volumétrico y el estudio actual de explotación de los reservorios son como sigue:

	Bloque A (Mbls)	Bloque B (Mbls)
Petróleo IS (Cond. Superf)	26013	16074
Produc. Acumulada (Mbls)	1420.7	325.7
Factor Recup. Actual	5.4	2 %

7. El factor de recuperación en el bloque A y B es muy bajo, comparaciones con bloques vecinos y por la misma formación, el factor de recuperación oscila entre 8% y 10%, por lo que es necesario realizar un programa de desarrollo con la perforación de tres pozos en dichos bloques con la finalidad de incrementar el factor de recuperación..
8. El factor de recuperación del bloque “A” se estaría incrementando de 5.4% a 7.0% con la perforación de 1 pozo y el bloque “B” de 2% a 5.1% con la perforación de 2 pozos.
10. No se ha determinado el nivel de agua que podría haber en los bloques ya que en los pozos más profundos perforados como el 13242 (la base de la formación Basal Salina es 9955’), no se observó contacto agua-petróleo, pero en bloques vecinos (al Este del área de estudio) si esta determinado dicho contacto; esto implica un riesgo para la perforación de pozos más profundos en los bloques.
11. La evaluación económica de las 4 nuevas ubicaciones es positiva y es la siguiente:

Inversión (MUS \$)	4974
Reservas (Mbls)	1070
VAN (15%) (MUS \$)	14223
TIR (%)	>100
IVA	2.86

VII. RECOMENDACIONES

1. Perforar la ubicación “A” y “B” de ser exitoso continuar con la ubicación “C” y “D” por el objetivo Basal Salina, con la finalidad de incrementar la producción y el factor de recuperación en el yacimiento Cobra.
2. Obtener un núcleo o core de la formación Basal Salina para determinar sus propiedades Petrofísicas.
3. Realizar la reinterpretación estructural de la formación Basal Salina, para determinar la posibilidad de perforar pozos nuevos y así extraer mayores reservas de petróleo.

A continuación se presenta el inventario de ubicaciones recomendado para el desarrollo adicional:

Bloque	No. Ubicaciones	Reservas Probadas (Mbls)	Reservas Probables (Mbls)	Total (Mbls)
A	1	350		350
B	2	290	200	490
E	1		230	230

BIBLIOGRAFÍA

- Travis R.B. : 1967, Problemas de fallas en el subsuelo
Boletín del Instituto de Ingenieros de Petróleos del Perú
(Vol. 5, Nro. 1)
- Levorsen : 1967, Geología del Petróleo
- Gonzáles Grover : 1970, Síntesis Bioestratigráfica de la Brea y Pariñas
- Debra Hihley : 2003, The Talara Basin Province of Northwestern Peru:
Cretaceous – Tertiary Total Petroleum System

Cálculo Volumetrico de los Bloques

Bloque A

contorno	Areas (m2)	Area (acres)	Razon de Areas	Metodo	E spesor (pies)	Volumen (acres-pie)
0	1613345	399				
50	1515898	375	0.94	trapezoidal	50	19331
100	1421173	351	0.94	trapezoidal	50	18144
150	1329170	328	0.94	trapezoidal	50	16991
150-165	1148533	284		piramidal	15	1419
total bloque A						55885

Bloque B

contorno	Areas (m2)	Area (acres)	Razon de Areas	Metodo	Espesor (pies)	Volumen (acres-pie)
0	1375665	340				
50	1278643	316	0.93	trapezoidal	50	16397
100	1183373	292	0.93	trapezoidal	50	15209
100-130	1051717	260		Piramidal	30	2924
total bloque B						34531

Bloque C

contorno	Areas (m2)	Area (acres)	Razon de Areas	Metodo	E spesor (pies)	Volumen (acres-pie)
0	119710	30				
50	89979	22	0.75	Trapezoidal	50	1295
85	0			Piramidal	35	259
total bloque C						1155

Bloque E

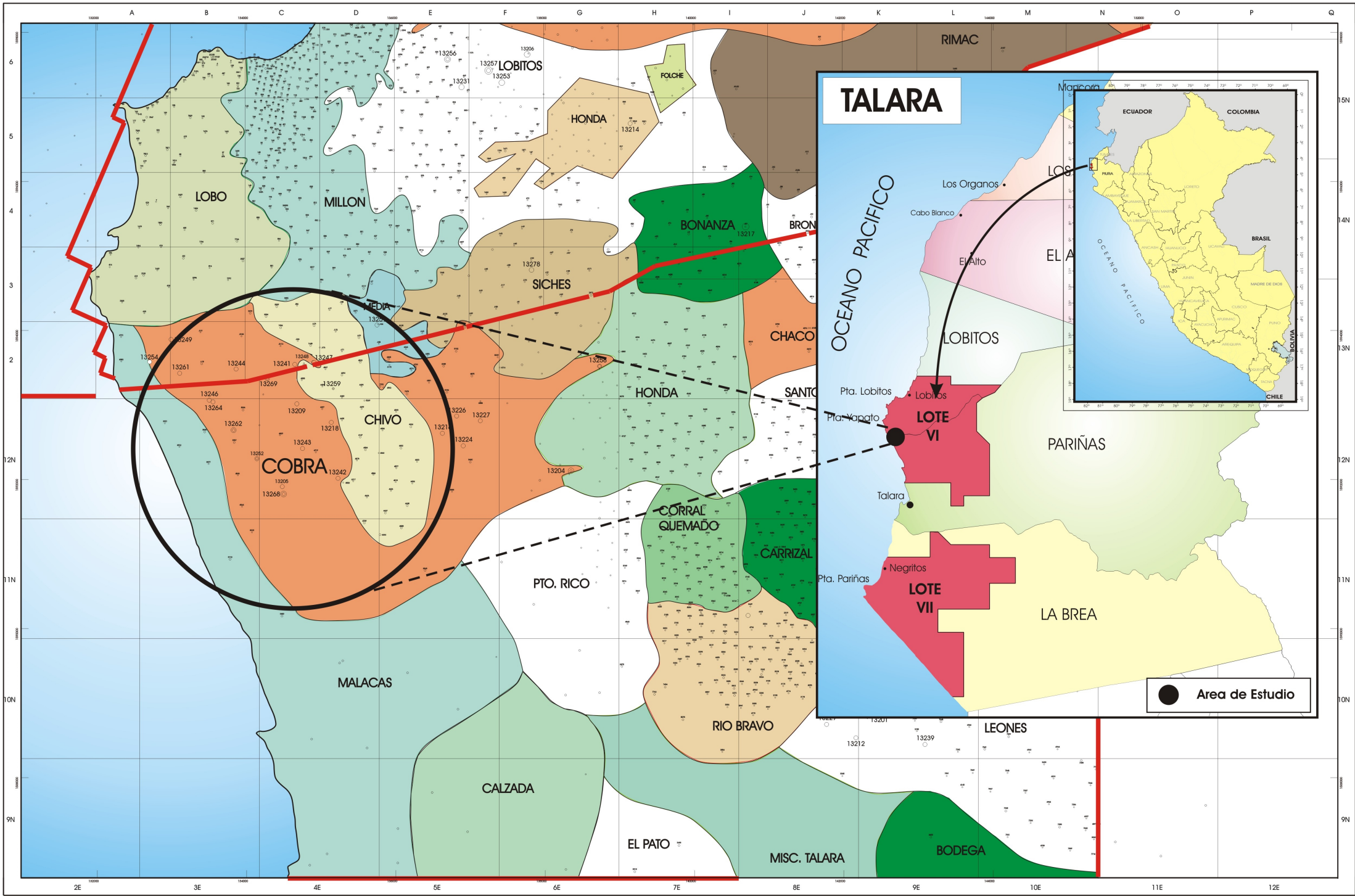
contorno	Areas (m2)	Area (acres)	Razon de Areas	Metodo	E spesor (pies)	Volumen (acres-pie)
0	514215	127		trapezoidal		
50	449082	111	0.87	trapezoidal	50	5951
100	388294	96	0.86	trapezoidal	50	5173
150	333260	82	0.86	trapezoidal	50	4457
total bloque E						15581

Reservas de Petroleo y Factor de Recuperacion Actual

	Hi (Mbls)	II s (Mbls)	Prod. Acum (Mbls)	Factor de recuperacion %
Bloque A	39020	26013	1421	5.4
Bloque B	24110	16074	326	2.0
Bloque C	1086	724	55	7.5
Bloque E	10879	7252		

Reservas de Petroleo y Factor de Recuperacion Final

	Hi (Mbls)	II s (Mbls)	Prod. Final (Mbls)	Factor de recuperacion %
Bloque A	39020	26013	1474	5.6
Bloque B	24110	16074	327	2.0
Bloque C	1086	724	55	7.5



MAPA DE UBICACION

Figura N°1

COLUMNA ESTRATIGRAFICA CUENCA TALARA
VS.
COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA YAC. COBRA

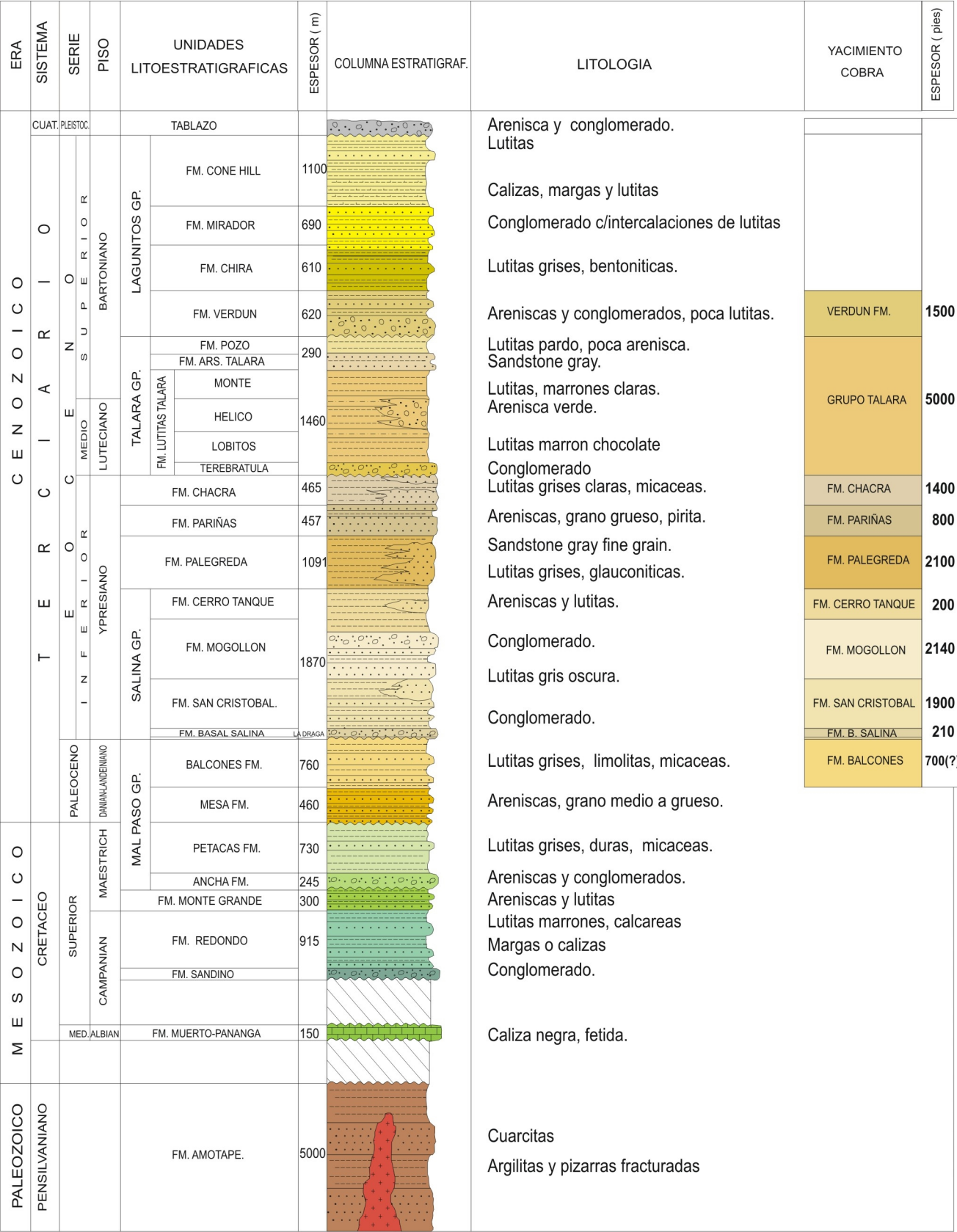


Figura N° 2

Registro Electrico Típico de la fm. Basal Salina

Pozo: 13209

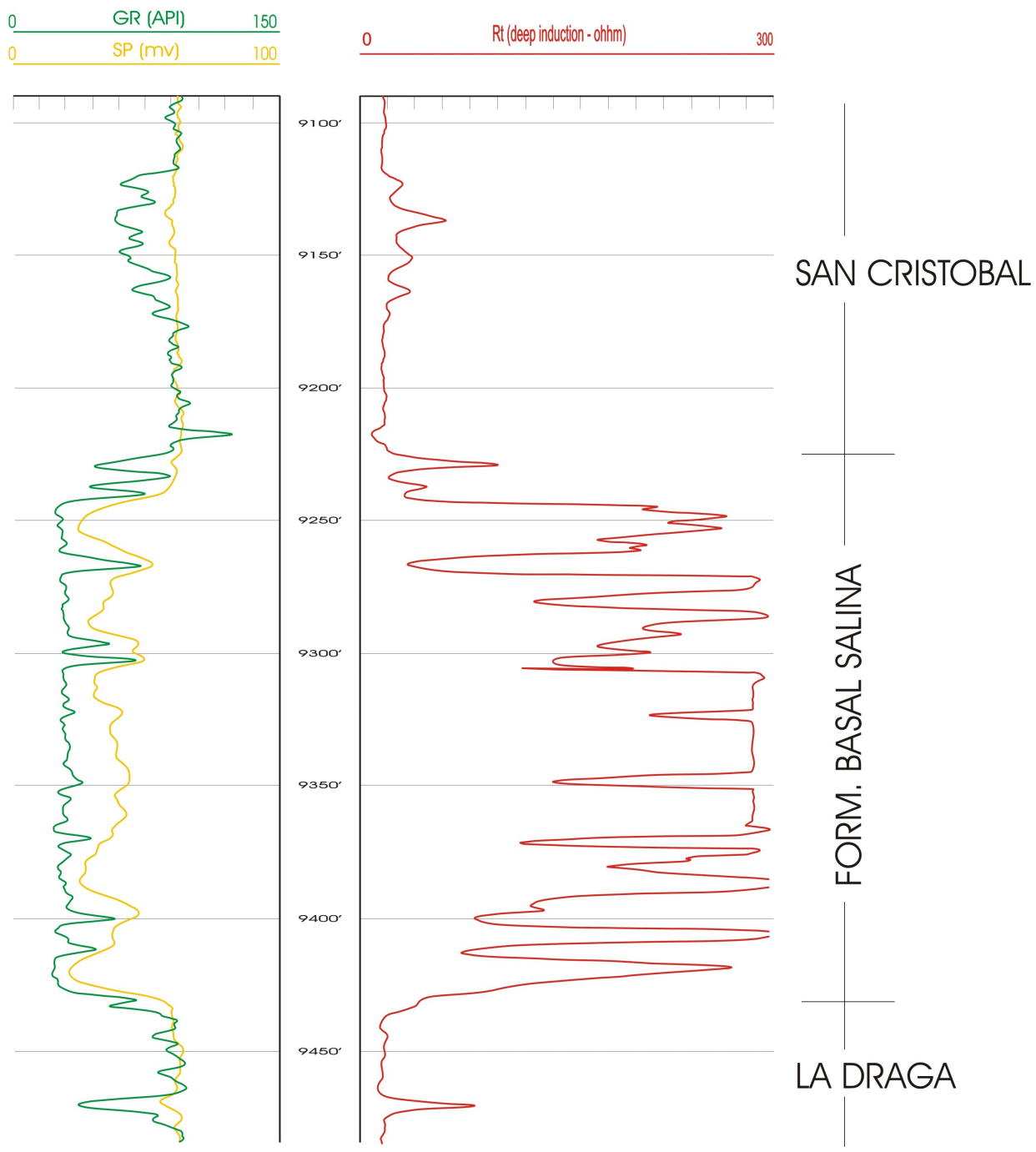


Figura N° 3

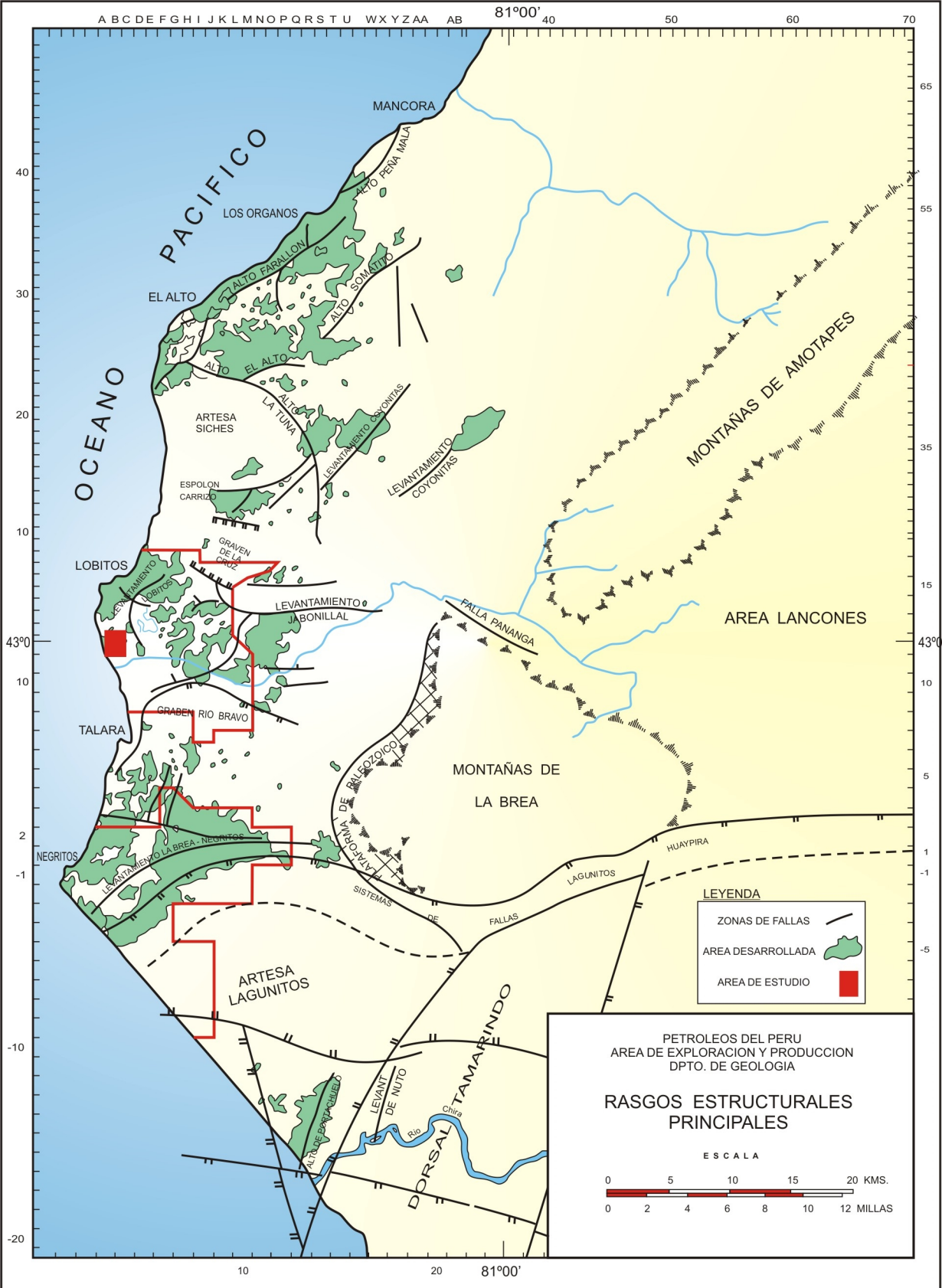
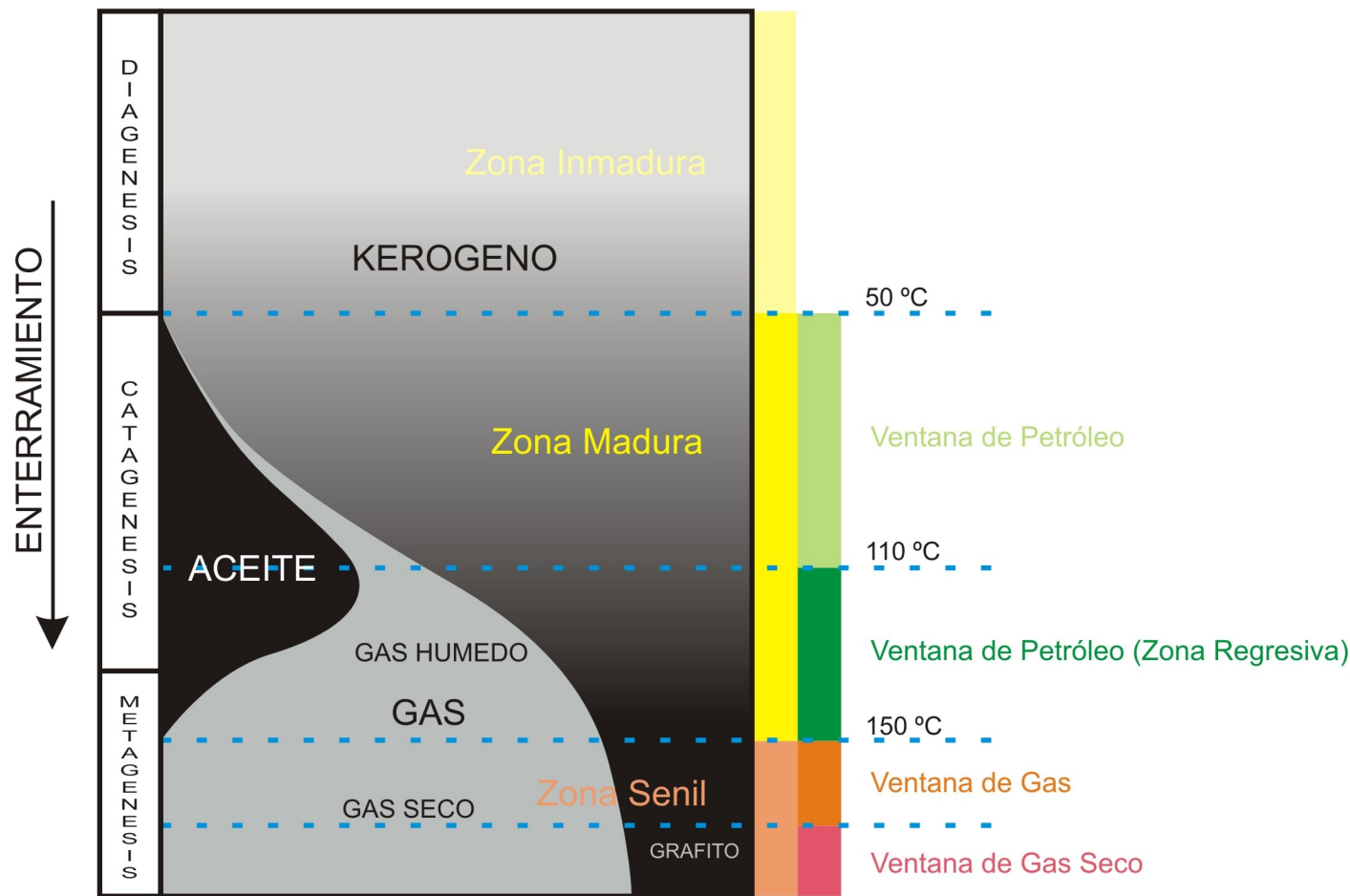
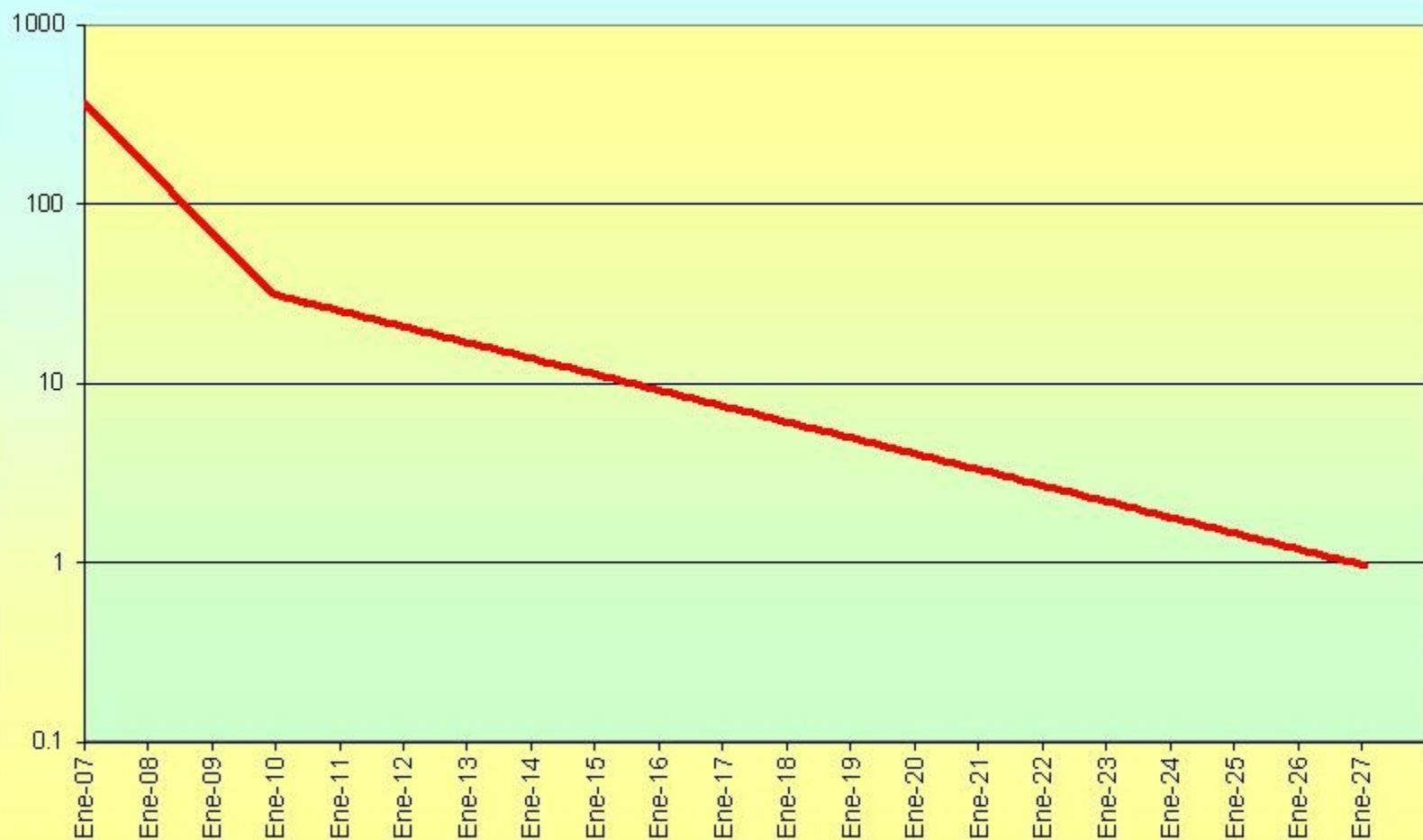


Figura N° 4

ETAPAS DE LA FORMACION DEL PETROLEO



CURVA TIPO DE LA Fm.BASAL SALINA



EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS

LOTE	VII / VI	
POZO		
YACIMIENTO		
PROFUNDID.	41450	Pies

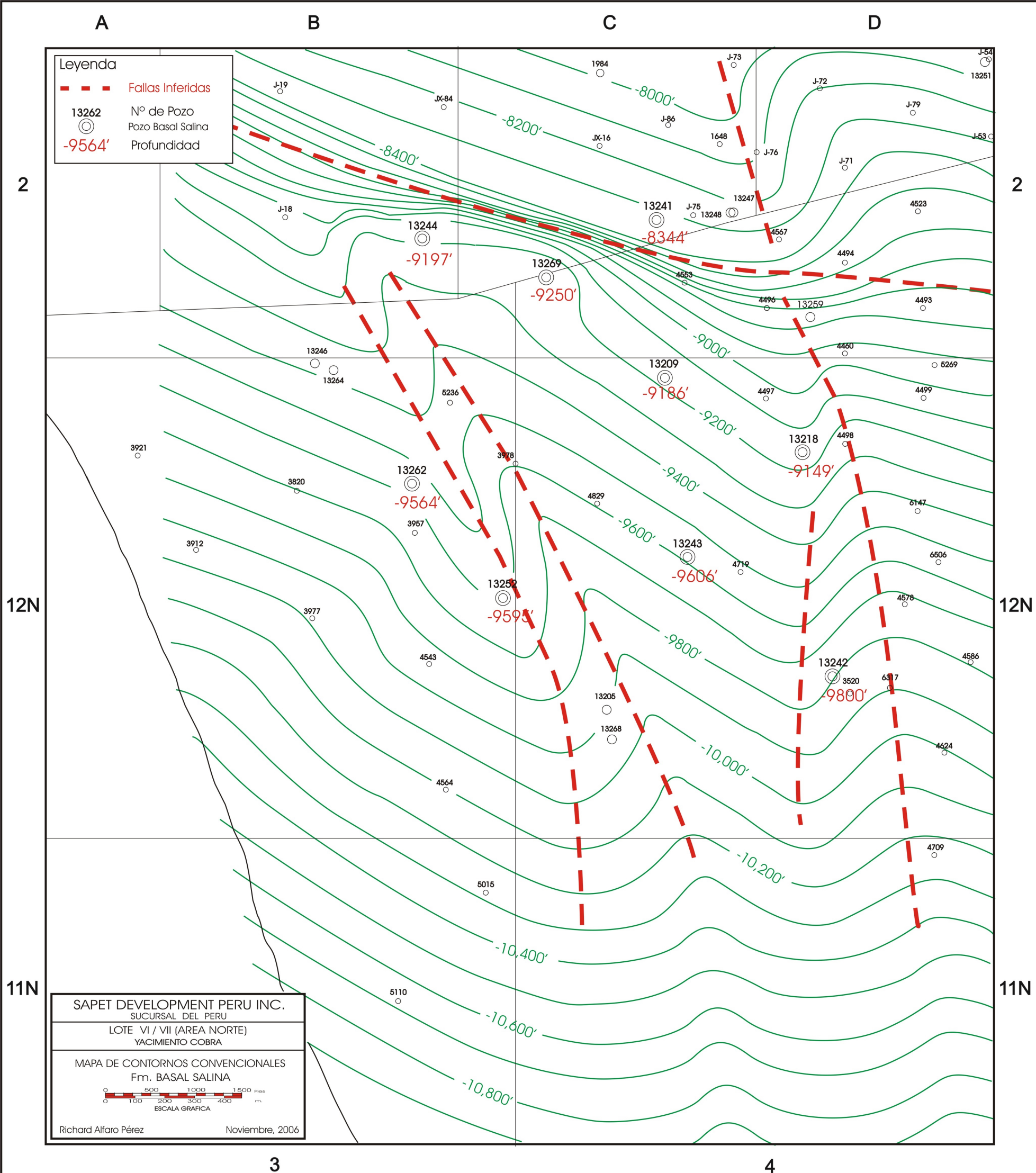
Parámetros

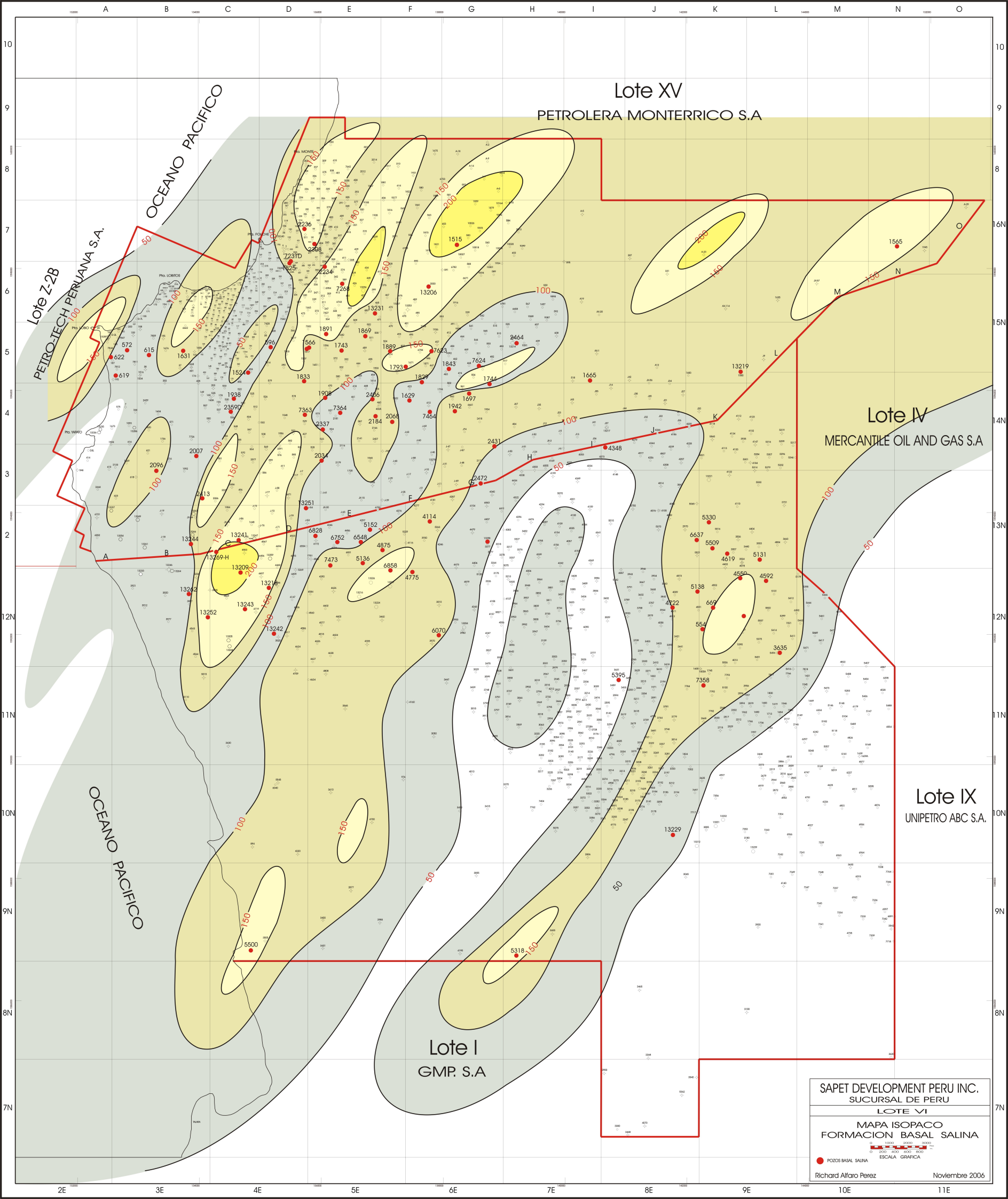
Reservar	Total	1070	Mbl
Obj. Primaria	Fw.	1070	Mbl
Obj. Secundaria	Fw.	0	Mbl
Precio Crudo		50	US\$/bbl
Inversión		4974	MUS\$
Facilid. Prod.		0	MUS\$
Gasto Operativo (GO)		5	US\$/bbl
Impuesto		30.0%	
No Pagar		1	
Realiza		30.0%	
Tasa de Descuento		15.0%	



AÑO	DECLINACION		PROD.	VENTAS	REGALIA	G.O.	AMORT.	DEPREC.	UAIMP.	IMP.	UDIMP.	INVERSIONES			FLUJO NETO	VAN
	OBJ. PRIMARIO	OBJ. SECUNDARIO										Intangible	Tangible	Total		
	[X]	[X]	Mbbl	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
0															0.0	0.00
1	45.5%		486.8	24340.3	7302.1	2434.0	795.8	199.0	13609.4	4082.8	9526.6	3979.2	994.8	4974.0	5547.4	5,547.37
2	19.6%		210.2	10508.0	3152.4	1050.8	795.8	199.0	5310.0	1593.0	3717.0				4711.8	9,644.57
3	8.5%		90.7	4536.4	1360.9	453.6	795.8	199.0	1727.0	518.1	1208.9				2203.7	11,310.91
4	5.0%		53.8	2689.4	806.8	268.9	795.8	199.0	618.9	185.7	433.2				1428.0	12,249.84
5	4.1%		43.9	2193.1	657.9	219.3	795.8	199.0	321.1	96.3	224.8				1219.6	12,947.13
6	3.3%		35.8	1788.4	536.5	178.8			1073.0	321.9	751.1				751.1	13,320.57
7	2.7%		29.2	1458.4	437.5	145.8			875.0	262.5	612.5				612.5	13,585.38
8	2.2%		23.8	1189.3	356.8	118.9			713.6	214.1	499.5				499.5	13,773.16
9	1.8%		19.4	969.8	290.9	97.0			581.9	174.6	407.3				407.3	13,906.31
10	1.5%		15.8	790.8	237.2	79.1			474.5	142.3	332.1				332.1	14,000.73
11	1.2%		12.9	644.9	193.5	64.5			386.9	116.1	270.9				270.9	14,067.68
12	1.0%		10.5	525.9	157.8	52.6			315.5	94.7	220.9				220.9	14,115.16
13	0.8%		8.6	428.8	128.7	42.9			257.3	77.2	180.1				180.1	14,148.82
14	0.7%		7.0	349.7	104.9	35.0			209.8	62.9	146.9				146.9	14,172.69
15	0.5%		5.7	286.0	85.8	28.6			171.6	51.5	120.1				120.1	14,189.67
16	0.4%		4.6	228.8	68.6	22.9			137.3	41.2	96.1				96.1	14,201.48
17	0.4%		3.8	190.7	57.2	19.1			114.4	34.3	80.1				80.1	14,210.03
18	0.3%		3.1	152.5	45.8	15.3			91.5	27.5	64.1				64.1	14,215.99
19	0.2%		2.5	123.9	37.2	12.4			74.4	22.3	52.0				52.0	14,220.19
20	0.2%		2.1	104.9	31.5	10.5			62.9	18.9	44.0				44.0	14,223.29
21																14,223.29
TOTAL	100.0%	0.0%	1070	8888	8888	888	3979	995	8888	888	8888	3979	995	888	12,348	

VAN (15%)	14,223.29	MUS\$
TIR	8.117%	
IRA	2.8%	
PAT OUT	8888	MUS\$





Lote XV

PETROLERA MONTEERRICO S.A.

Lote IV

MERCANTILE OIL AND GAS S.A.

Lote IX

UNIPETRO ABC S.A.

Lote I

GMP. S.A.

SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
SUCURSAL DE PERU

LOTE VI

MAPA ISOPACHO
FORMACION BASAL SALINA

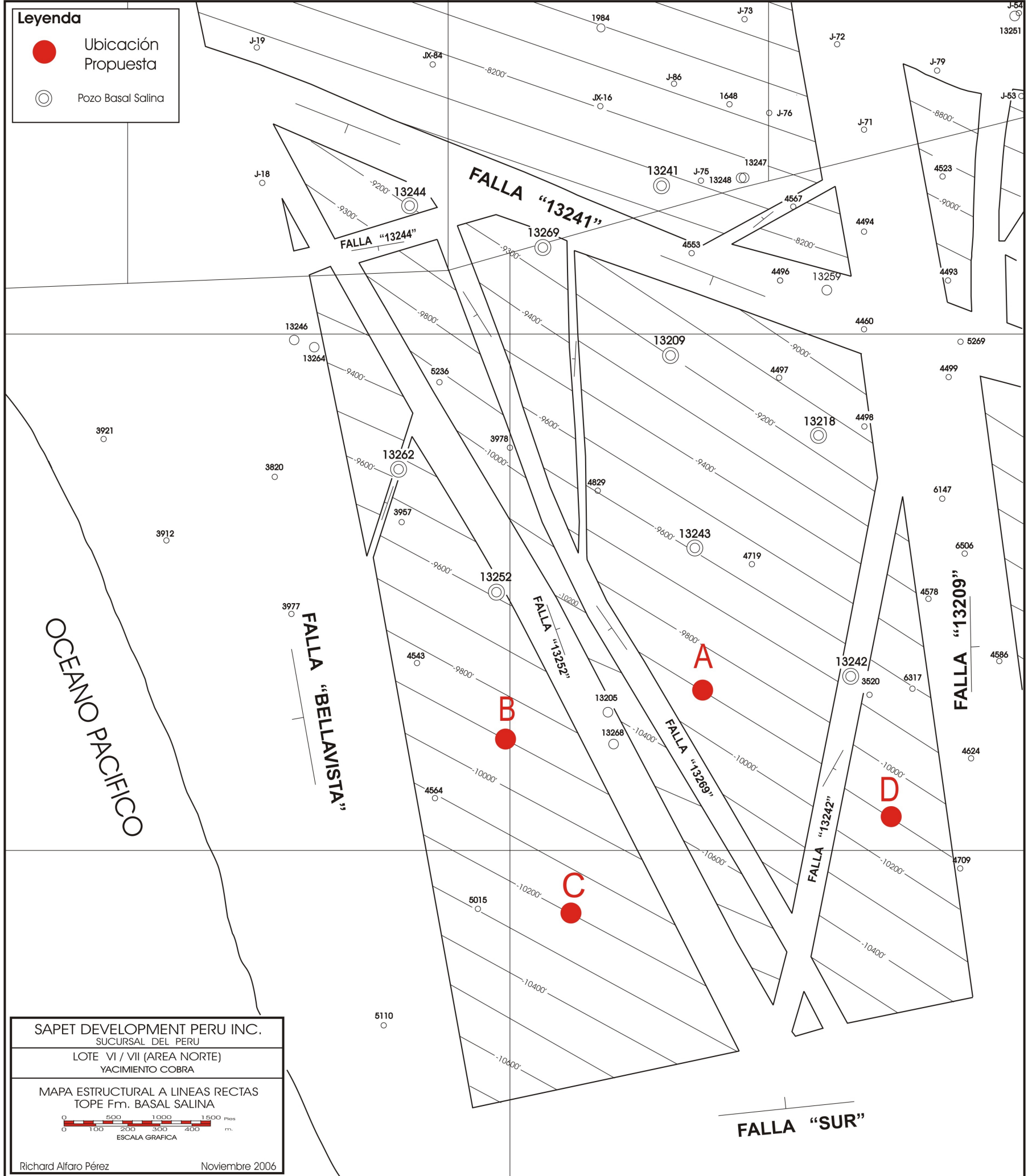
● POZOS BASAL SALINA
ESCALA GRAFICA

Richard Alfaro Perez
Noviembre 2006

Leyenda

Ubicación Propuesta

Pozo Basal Salina



SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
SUCURSAL DEL PERU

LOTE VI / VII (AREA NORTE)
YACIMIENTO COBRA

MAPA ESTRUCTURAL A LINEAS RECTAS
TOPE Fm. BASAL SALINA

0 500 1000 1500 Pies

0 100 200 300 400 m.

ESCALA GRAFICA

Richard Alfaro Pérez

Noviembre 2006

A

B

C

D

Leyenda

13243 N° de Pozo

 Pozo Basal Salina**160'** ESPESOR DE ARENA
NETA Contornos c/ 50'

2

2

12N

12N

OCEANO PACIFICO

11N

11N

SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
SUCURSAL DEL PERULOTE VI / VII (AREA NORTE)
YACIMIENTO COBRA**MAPA DE ARENA NETA**
Fm. BASAL SALINA

Richard Alfaro Pérez

Noviembre 2006

3

4

A

B

C

D

Leyenda

13243 N° de Pozo

 Pozo Basal Salina

465 Producción en Mbbls

 Contornos en Mbbls.

2

2

12N

12N

11N

11N

SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
SUCURSAL DEL PERULOTE VI / VII (AREA NORTE)
YACIMIENTO COBRAMAPA DE ISOPRODUCCION
Fm. BASAL SALINA

Richard Alfaro Pérez

Nov. 2006

3

4

A

B

C

D

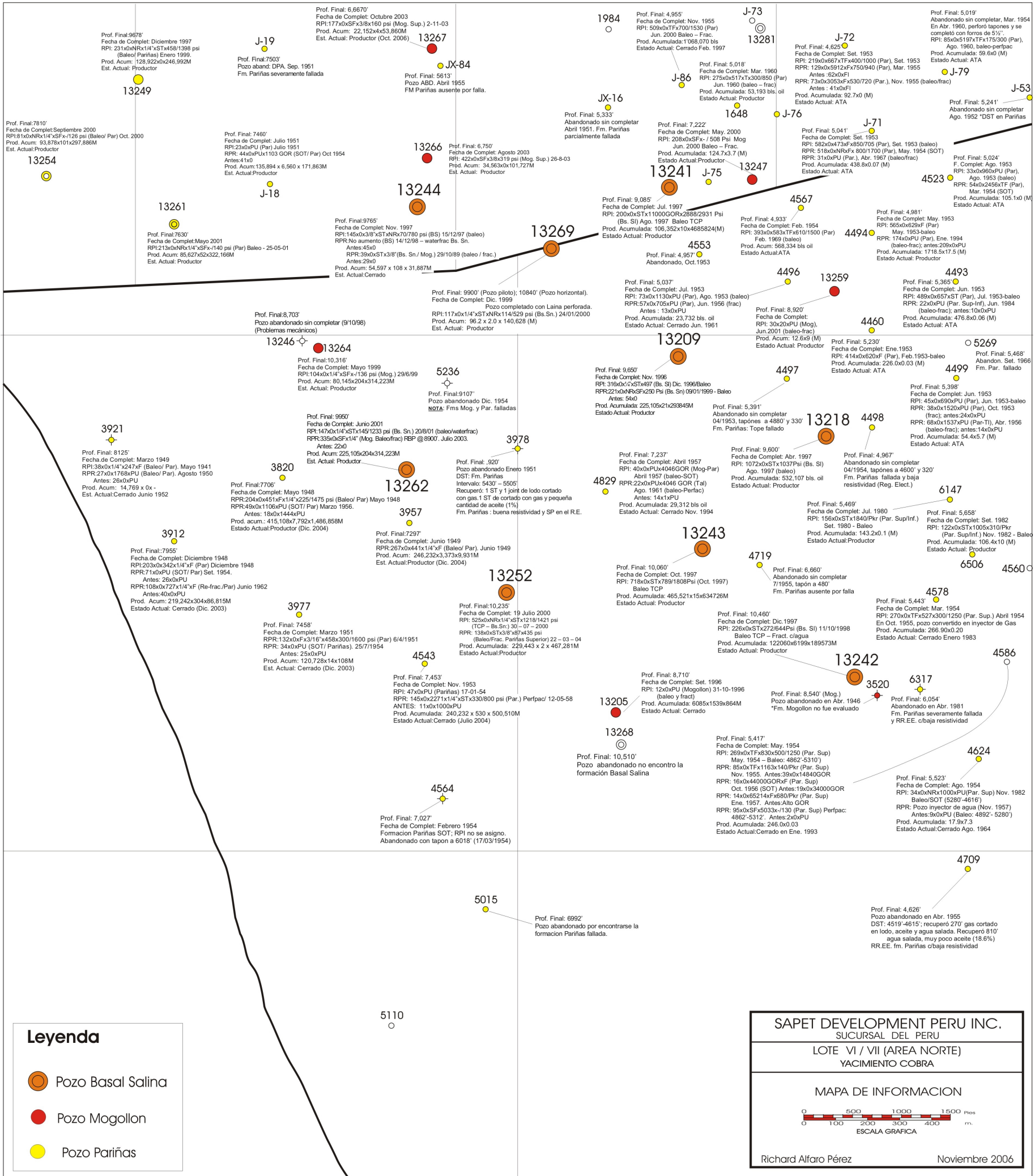
2

13N

12N

11N

4



3

4

T E R C I A R I O		SISTEMA
EOCENO INFERIOR		SERIE
SALINA		GRUPO
LA DRAGA	BASAL SALINA	FORMACION
	SAN CRISTOBAL	

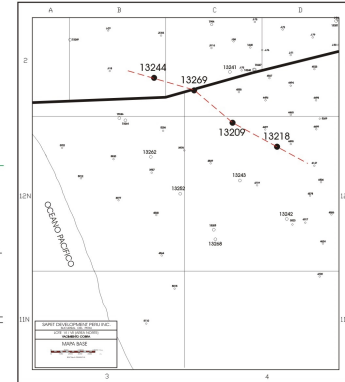
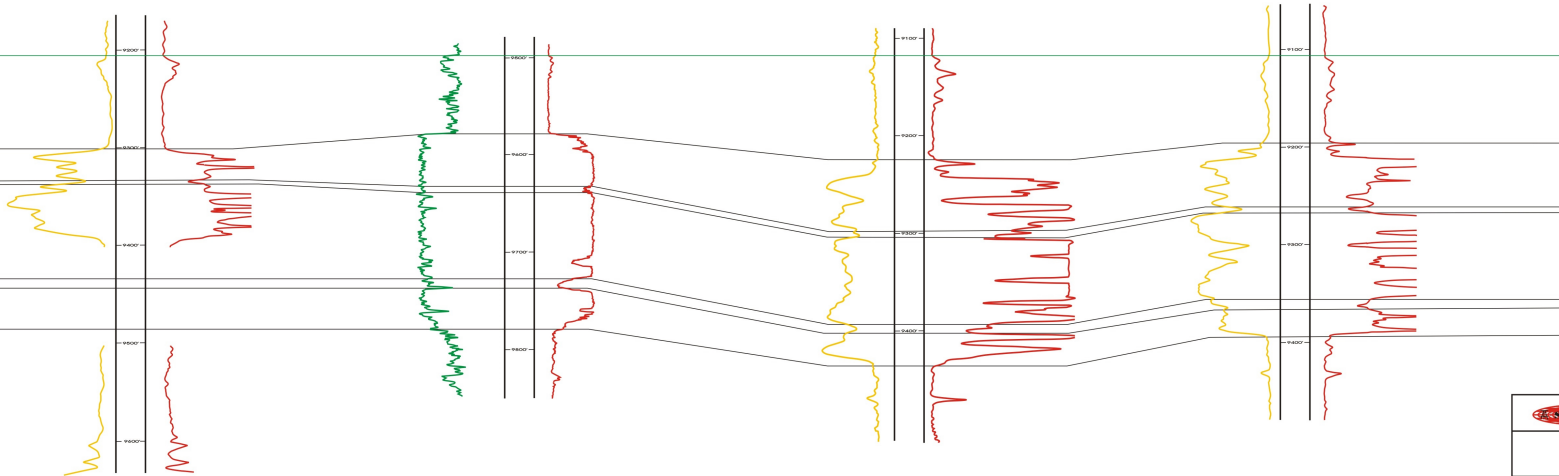
POZO: 13244

POZO: 13269

POZO: 13209

POZO: 13218

MARCADOR



MAPA INDICE

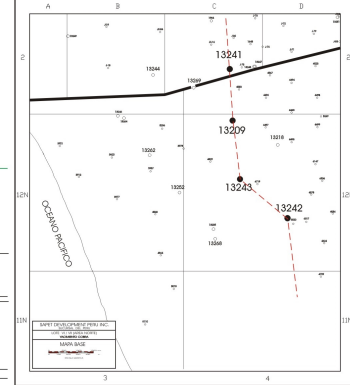
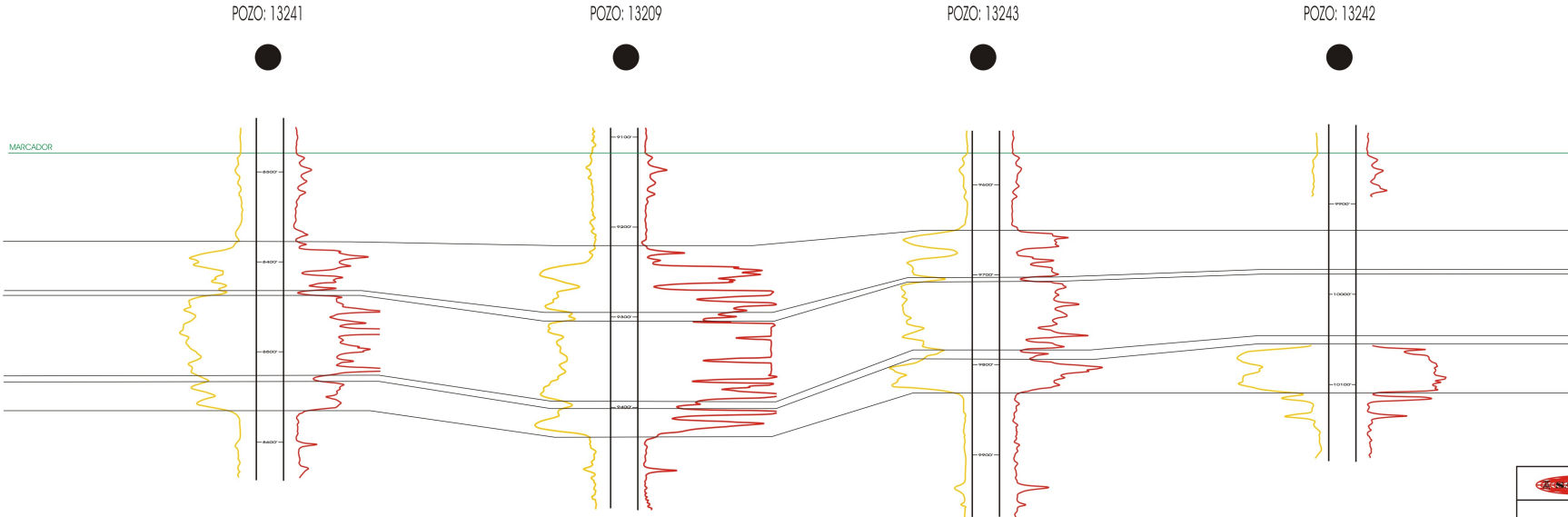

SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
 SUCURSAL DEL PERU

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
YACIMIENTO COBRA

SECCION ESTRATIGRAFICA N° 1
 ESCALA VERT.: 1/1200 (1"=100')

AUTOR: Richard Alfaro P.
 Noviembre 2006

T E R C I A R I O	SISTEMA		
	SERIE		
	GRUPO		
	FORMACION		
E O C E N O I N F E R I O R	S A L I N A	SAN CRISTOBAL	
		BASAL SALINA	
LA DRAGA			



MAPA INDICE

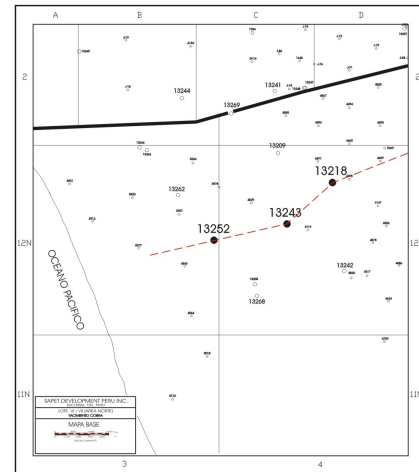
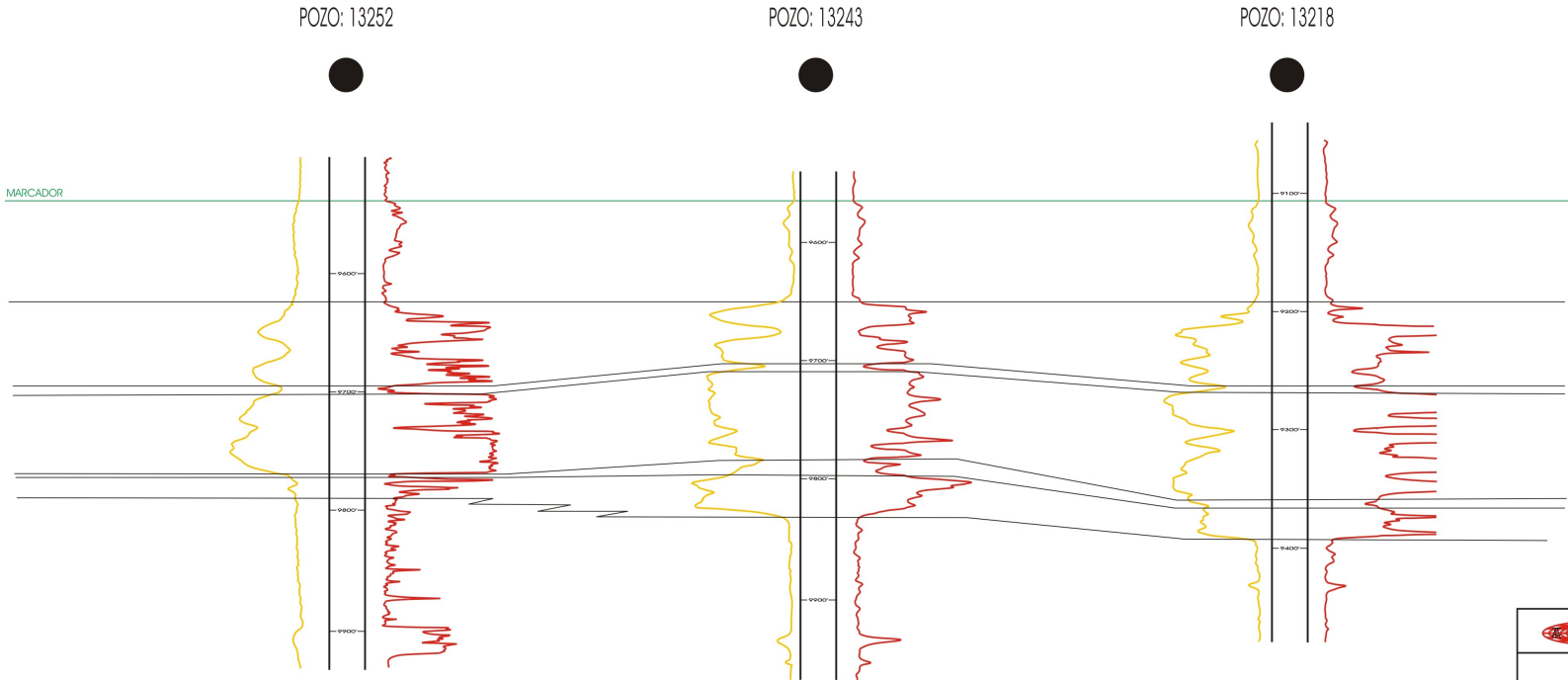

SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
 SUCURSAL DEL PERU

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
YACIMIENTO COBRA

SECCION ESTRATIGRAFICA N° 2
 ESCALA VERT.: 1/1200 (1"=100')

AUTOR: Richard Alfaro P.
 Noviembre 2006

T E R C I A R I O	SISTEMA	
	SERIE	
	GRUPO	
	FORMACION	
E O C E N O I N F E R I O R	S A L I N A	SAN CRISTOBAL
		BASAL SALINA
		LA DRAGA



MAPA INDICE

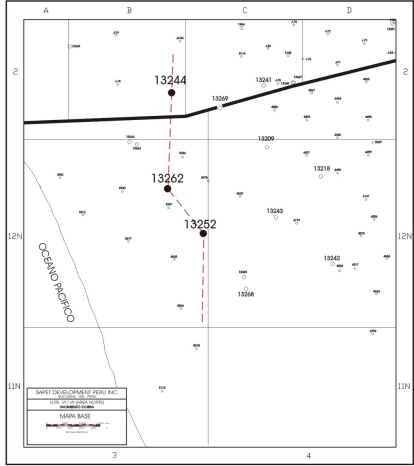
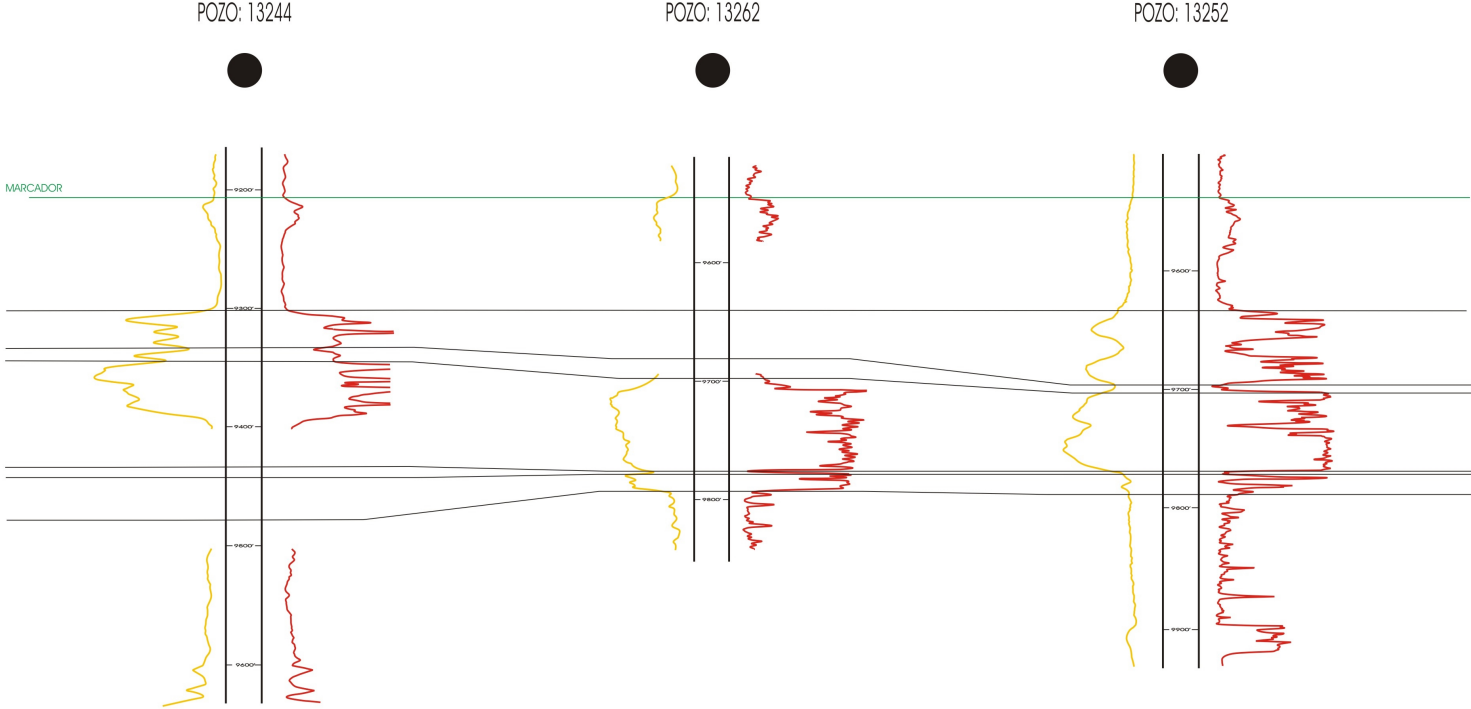

SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
 SUCURSAL DEL PERU

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
YACIMIENTO COBRA

SECCION ESTRATIGRAFICA N° 3
 ESCALA VERT.: 1/1200 (1"=100')

AUTOR: Richard Alfaro P.
 Noviembre 2006

T E R C I A R I O			SISTEMA
EOCENO INFERIOR			SERIE
SALINA			GRUPO
LA DRAGA	BASAL SALINA	SAN CRISTOBAL	FORMACION



MAPA INDICE

**SAPET DEVELOPMENT PERU INC.**
SUCURSAL DEL PERU

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
YACIMIENTO COBRA

SECCION ESTRATIGRAFICA N° 4
ESCALA VERT.: 1/1200 (1"=100')

AUTOR: Richard Alfaro P. Noviembre 2006

A

A'

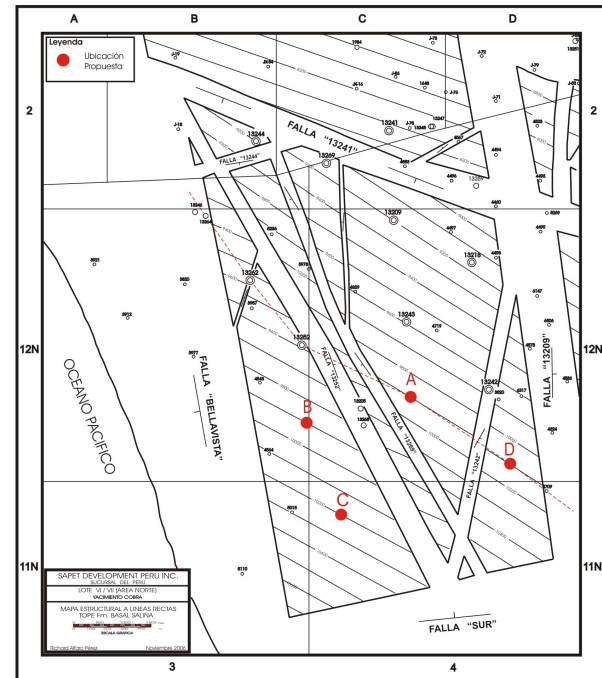
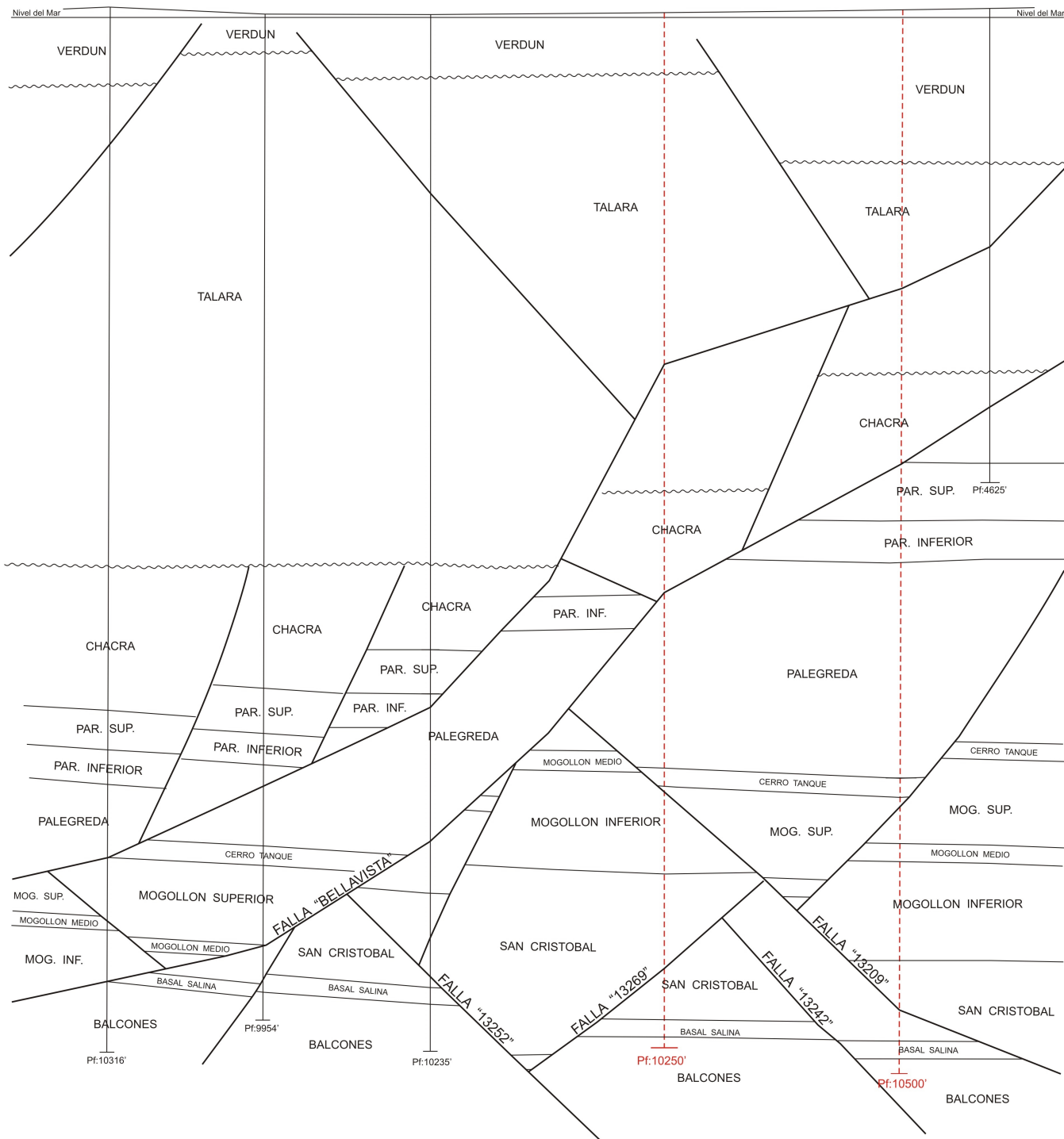
13264

13262

13252

Pozo A

Pozo D 4709



SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
SUCURSAL DEL PERU
YACIMIENTO COBRA

SECCION ESTRUCTURAL A-A'
UBICACION DEL POZO "A" - "D"

0 500 1000 1500
0 100 200 300 400
ESCALA GRAFICA m.

Richard Alfaro Pérez
Noviembre 2006

B

B'

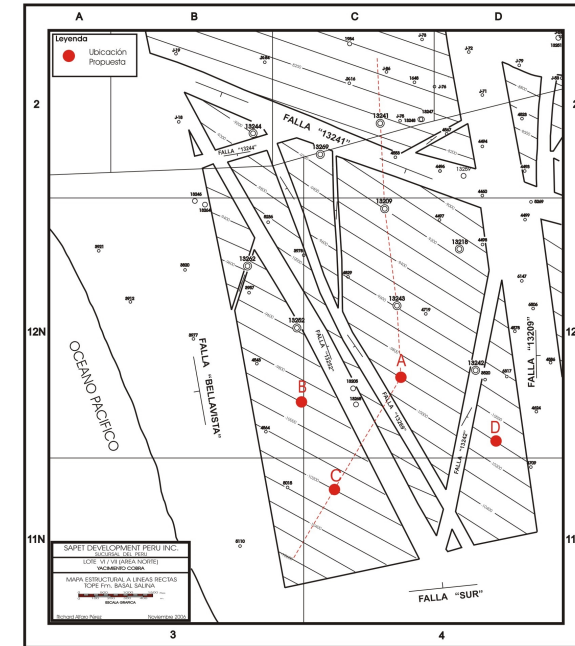
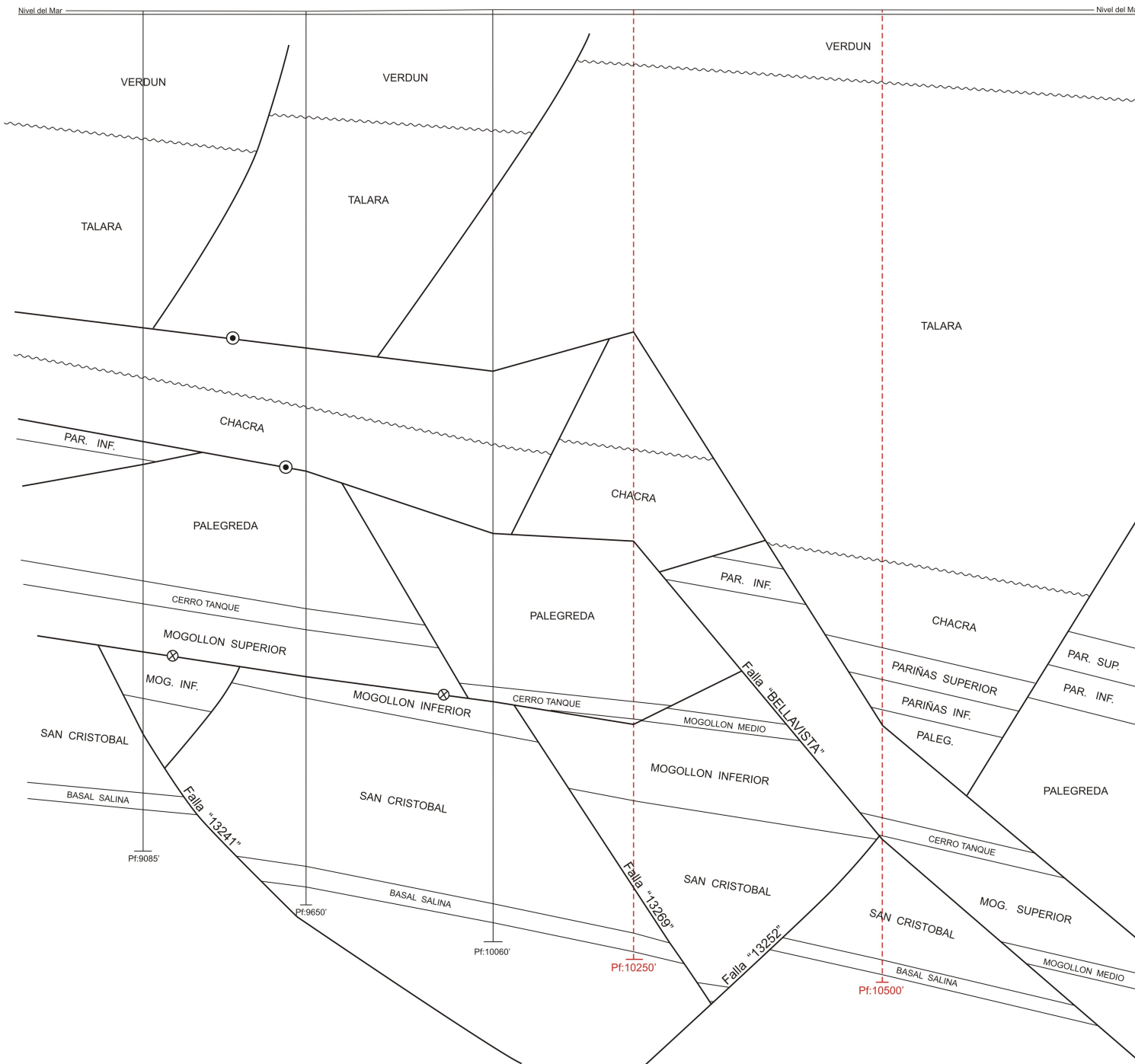
13241

13209

13243

Pozo A

Pozo C



SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
SUCURSAL DEL PERU

YACIMIENTO COBRA

SECCION ESTRUCTURAL B-B'
UBICACION DEL POZO "A" - "C"

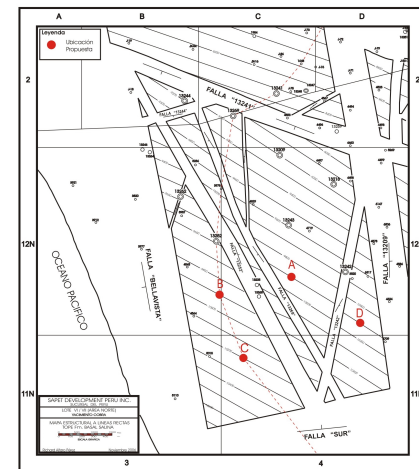
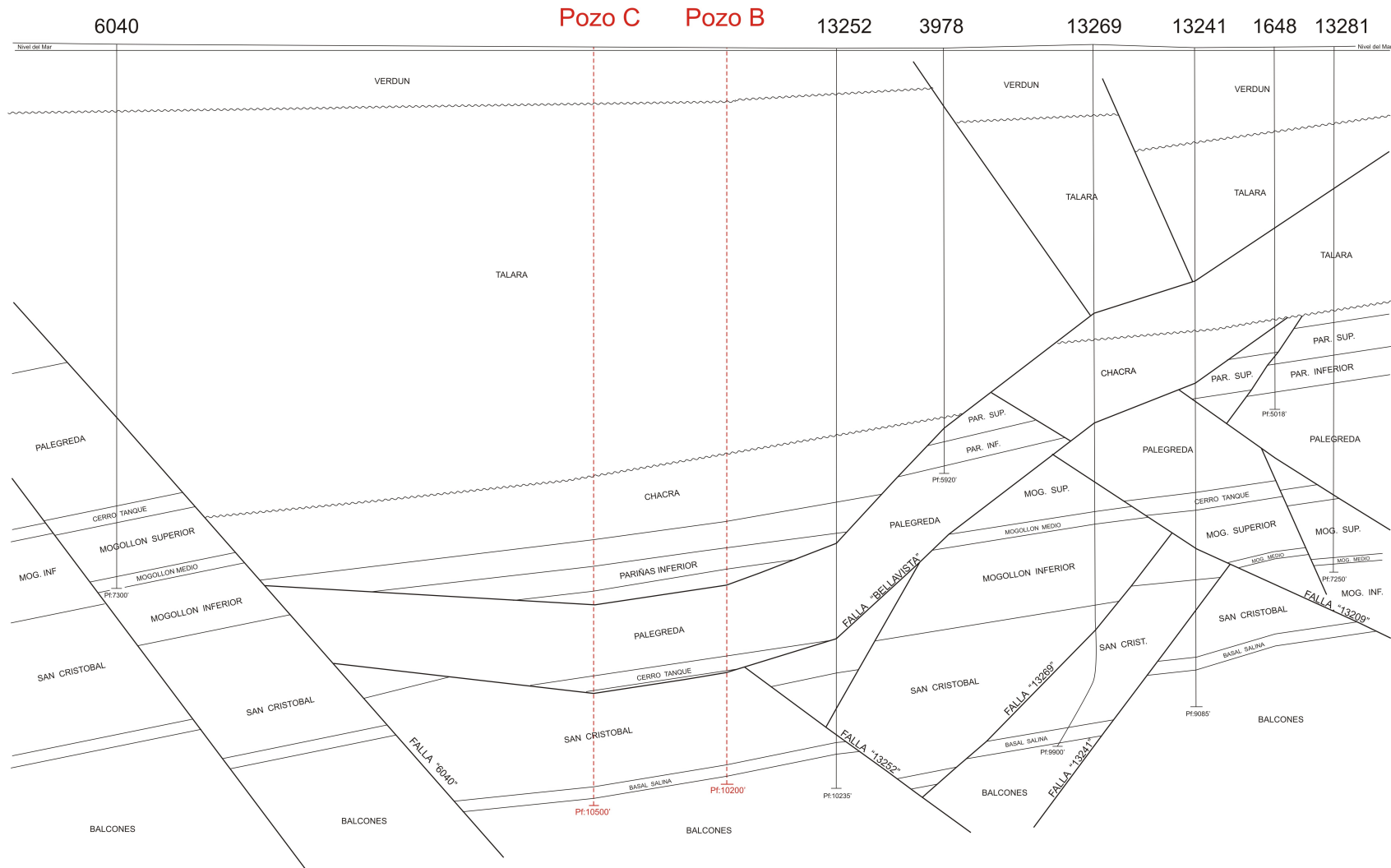
0 500 1000 1500 pies
0 100 200 300 400 m.
ESCALA GRAFICA

Richard Alfaro Pérez

Noviembre 2006

C

C'



D

Pozo B

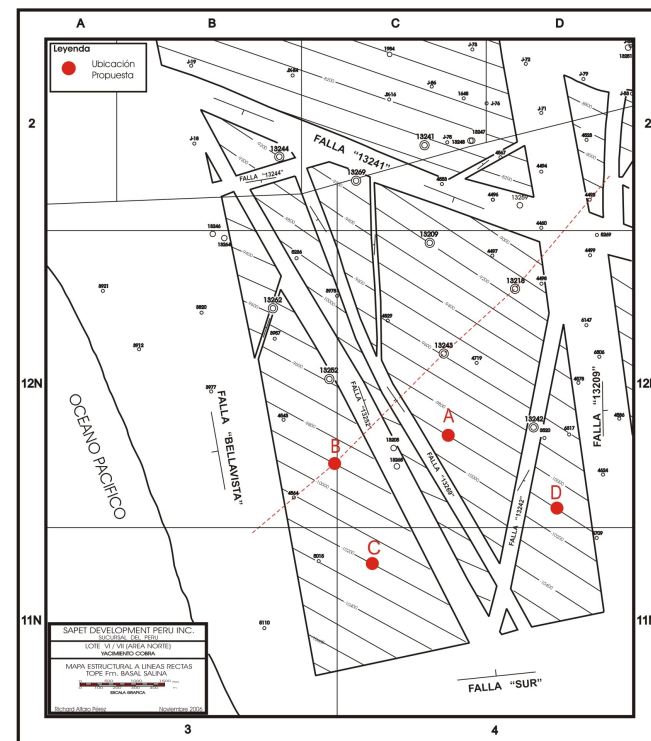
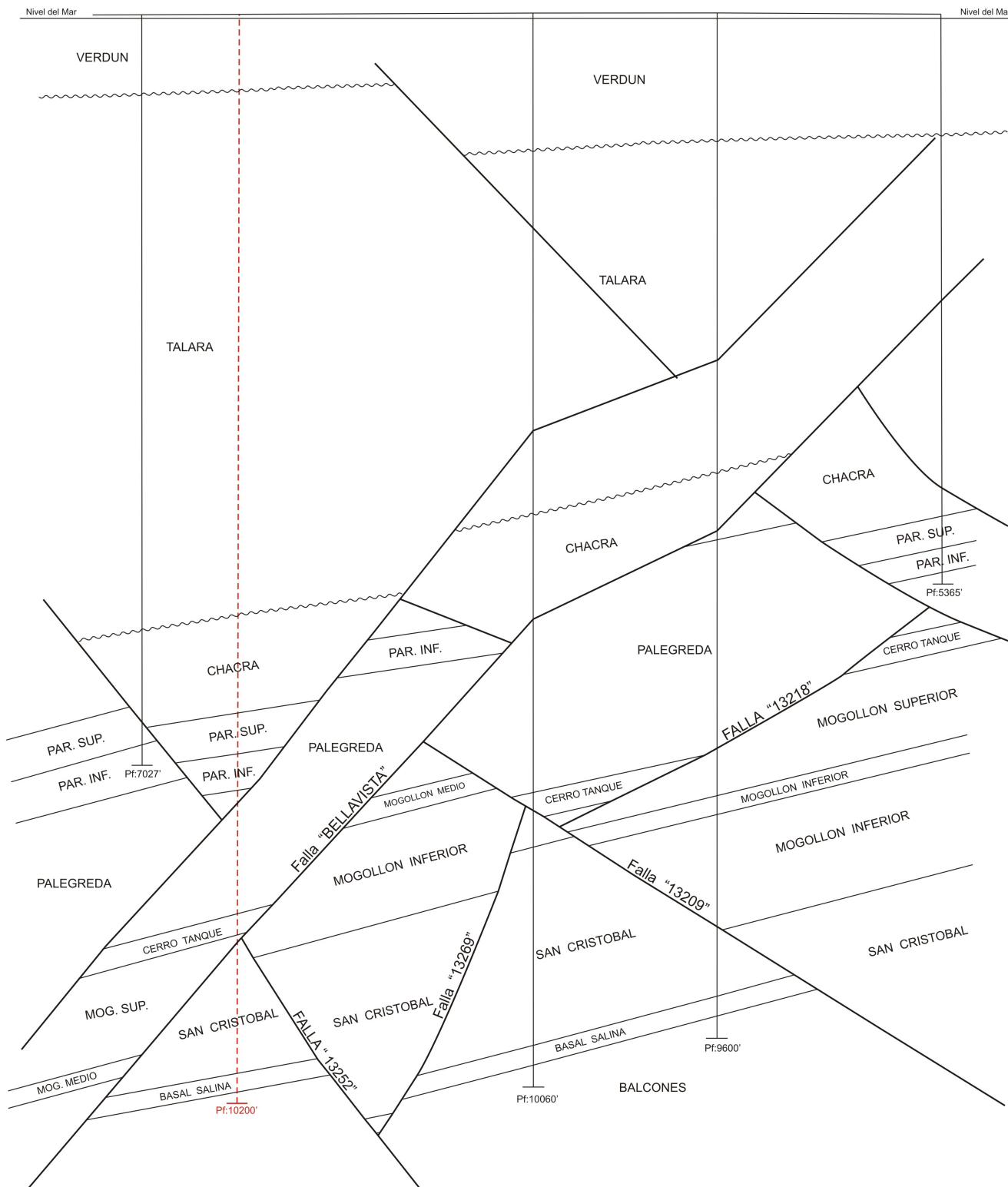
D'

4564

13243

13218

4493



SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
SUCURSAL DEL PERU

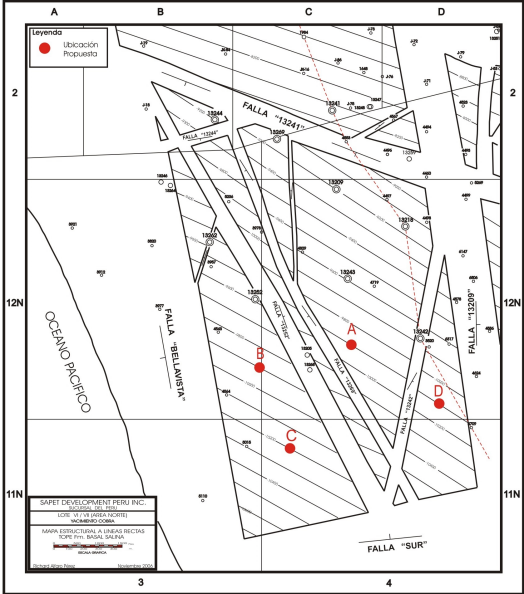
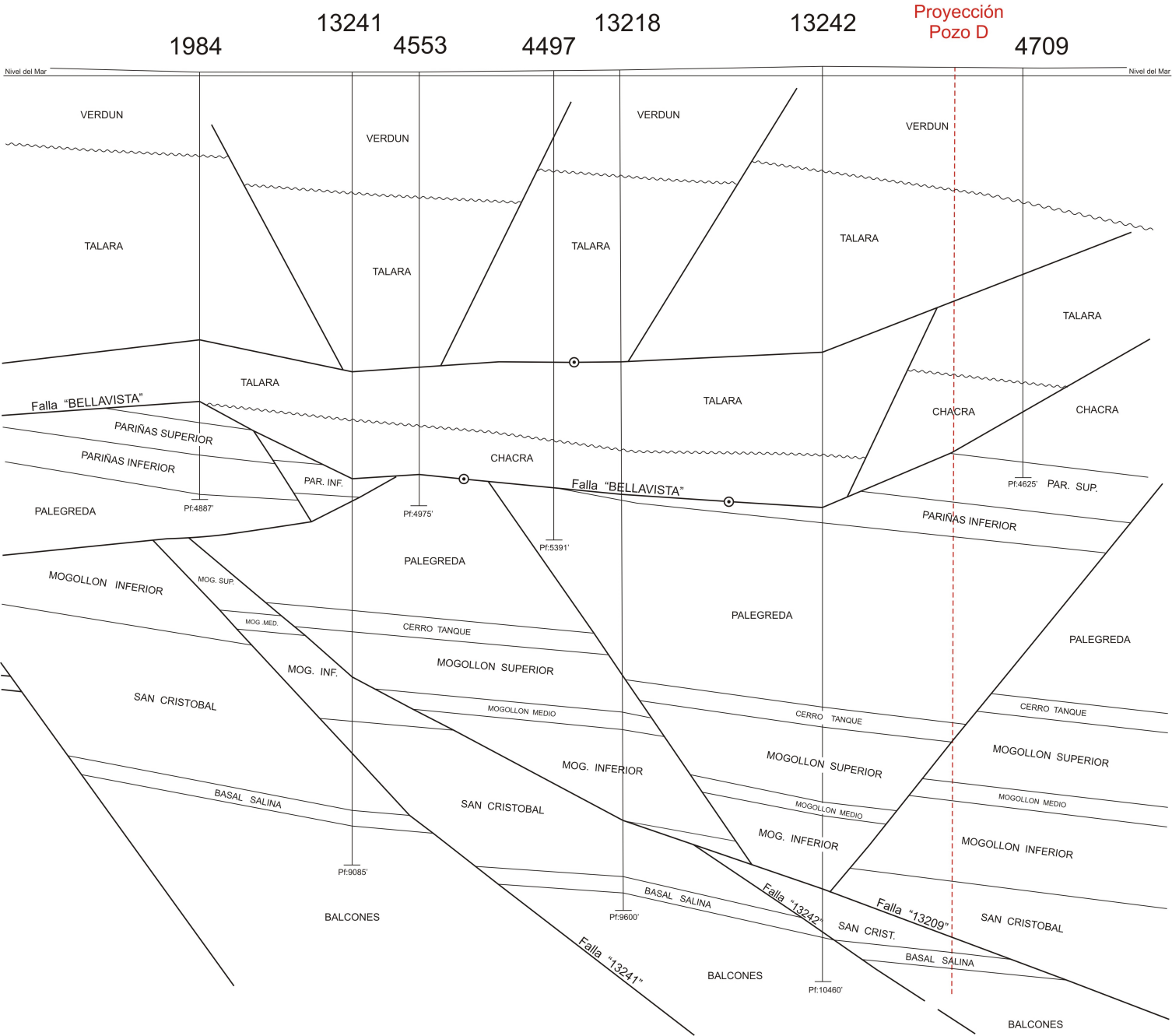
YACIMIENTO COBRA

SECCION ESTRUCTURAL D-D'
UBICACION DEL POZO "B"

0 500 1000 1500 PIES
0 100 200 300 400 M.
ESCALA GRAFICA

E

E'



SAPET DEVELOPMENT PERU INC.
SUCURSAL DEL PERU

YACIMIENTO COBRA

SECCION ESTRUCTURAL E-E'
UBICACION DEL POZO "D"

0 500 1000 1500 Pies
0 100 200 300 400 m.
ESCALA GRAFICA

Richard Alfaro Pérez Noviembre 2006